

Dynamische Netzuntersuchungen in einem 30 kV-Industriernetz

Diplomarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz

Betreuer:

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner
Dipl.-Ing. Michael Weixelbraun

Autor:

Andreas Payreder

Institutsleiter: Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 – 7551
Telefax: (+43 316) 873 – 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz / Oktober 2011



EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am

.....
Andreas Payreder

Danksagung

Mein Dank gilt zunächst Herrn Ao. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Herwig Renner und Herrn Dipl.-Ing. Michael Weixelbraun für ihr Engagement und ihre fachliche Unterstützung.

Weiters bedanke ich mich bei Herrn Dipl.-Ing. Stefan Engleder für die gute Zusammenarbeit und die äußerst interessante Aufgabenstellung.

Mein besonderer Dank geht an meine Eltern, die mich während meiner Ausbildung in jeder Lebenslage unterstützt und mir den nötigen Rückhalt gegeben haben. Von ganzem Herzen danke ich meiner Lebensgefährtin Gudrun, die mir den Abschluss dieser Arbeit erleichtert hat.

Kurzfassung

Titel: Dynamische Netzuntersuchungen in einem 30 kV-Industrienetz

Schlüsselwörter: Dynamische Simulation, Transiente Stabilität, Ausgleichsstrom, Inselbetrieb, Normierte Trägheitskonstante, Turbinenregler

Die vorliegende Arbeit betrachtet transiente Vorgänge, die beim Zusammenschalten zweier Netzgruppen nach einem Kurzschluss und während des Übergangs vom Normalzustand in den Inselbetrieb auftreten. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf der Überprüfung der „First Swing Stability“. Weiters wird ein Regelungskonzept zur Unterdrückung niederfrequenter Pendelungen zwischen den Generatoren erarbeitet. Das dynamische Simulationsmodell ist im Netzberechnungsprogramm Neplan implementiert. Die erforderlichen Parameter der dynamischen Komponenten werden aus Datenblättern, Fachliteratur und Messungen ermittelt. Die Simulationsergebnisse bestätigen den Erhalt der dynamischen Stabilität bei der Zusammenschaltung der Netzgruppen und die Einhaltung des maximal zulässigen Anlagenstroms. Die Simulationen im 30 kV-Inselbetrieb liefern zudem wertvolle Erkenntnisse für den Netzbetreiber, die teilweise direkt in die Projektumsetzung einfließen und bilden die Diskussionsbasis für weiterführende Fragestellungen.

Abstract

Title: Dynamic Grid Studies of a 30 kV-Industrial Network

Keywords: Dynamic simulation, transient stability, circulating current, islanded operation, nominal inertia constant, turbine governor

This paper investigates the reconnection of an industrial grid area after a short circuit and the transition from normal operation into islanded operation. Furthermore, the first swing stability is examined and a control scheme is presented, which shows how to avoid low frequency oscillation between generators in islanded operation. The dynamic simulation model is implemented in the power system software Neplan. The parameters required for the dynamic components of the model are taken from data sheets, technical literature and field measurements. The final results confirm the dynamic stability of generators and the compliance with the maximum allowable circulating current between the two grid areas. The knowledge gathered from the results of the dynamical simulations of the 30 kV-islanded grid is directly applied to the real implementations and might trigger further research.

Inhalt

1	Einleitung	10
1.1	<i>Hintergrund.....</i>	10
1.2	<i>Zielsetzung und Durchführung</i>	11
1.3	<i>Allgemeiner Netzaufbau</i>	12
2	Simulationsmodell.....	14
2.1	<i>Synchronmaschinen.....</i>	14
2.1.1	Einsatz der Synchronmaschine	14
2.1.2	Maschinenparameter	14
2.1.3	Leerlauf- und Kurzschlusskennlinie.....	16
2.1.4	Berechnung der Maschinenparameter	17
2.1.5	Eingabe des PQ-Diagramms.....	18
2.1.6	Drehzahlabhängigkeit der Last.....	19
2.1.7	Berechnung der rotierenden Energie	19
2.2	<i>Asynchronmaschinen</i>	20
2.2.1	Einsatz der Asynchronmaschine	20
2.2.2	Maschinenparameter	20
2.2.3	Drehzahlabhängigkeit der Last.....	20
2.2.5	Berechnung der rotierenden Energie	22
2.3	<i>Lastmodell</i>	22
2.3.1	Lastmodellkategorien	22
2.3.2	Lastmodellauswahl	22
2.3.2.2	IEEE Generic Load Model	24
2.3.3	Verbrauchergruppen.....	25
2.3.4	Erfahrung bei der Implementierung.....	26
2.4	<i>Spannungsregler</i>	27
2.4.1	Erregereinrichtungstypen	27
2.4.1.1	Statische Erregereinrichtung	27
2.4.1.2	Erregereinrichtung mit Erregermaschine.....	28
2.5	<i>Primärregeleinrichtung</i>	30
2.5.1	Rahmenbedingungen	30
2.5.2	Turbinenregler	31
2.5.2.1	Dampfturbinenregler.....	31
2.5.2.2	Gasturbinenregler	34
2.5.3	Turbinenmodell.....	34
2.5.3.1	Dampfturbinenmodell	34

2.5.3.2	Gasturbinenmodell	35
2.6	<i>Verifikation der Turbinenregelmodelle</i>	37
2.6.1	Allgemein.....	37
2.6.2	Gasturbinenmodell	37
2.6.3	Dampfturbinenmodell	38
2.6.3.1	Versuchsablauf Block04.....	38
2.6.3.2	Ermittlung der normierten Trägheitskonstante H	38
2.6.3.3	Abgleich der Turbinenmodellparameter Block04	41
3	Simulation	45
3.1	<i>Simulationsbeschreibung</i>	45
3.2	<i>Netzkupplung der Netzgruppen 3 und 4</i>	46
3.2.1	Allgemeine Zielsetzungen	46
3.2.2	Simulationsablauf	46
3.2.3	Maximaler Ausgleichsstrom	48
3.2.4	Transiente Stabilität.....	50
3.2.5	Erstellung der Simulationsszenarien	51
3.2.5.1	Szenarien maximaler Ausgleichsstrom	52
3.2.5.2	Szenarien transiente Stabilität.....	53
3.2.6	Ergebnisse.....	54
3.2.6.1	Ergebnisse des maximalen Ausgleichstroms.....	54
3.2.6.2	Zeitliche Darstellung der Ergebnisse.....	55
3.2.6.3	Ergebnisse der transienten Stabilitätsbetrachtungen.....	59
3.2.7	Erkenntnisse und Schlussfolgerungen	60
3.3	<i>Inselbetrieb</i>	62
3.3.1	Allgemeine Zielsetzungen	62
3.3.2	Regelungskonzept im Inselbetrieb	62
3.3.2.1	Wirkleistungs-/Frequenzregelung.....	62
3.3.2.2	Blindleistungsregelung	63
3.3.3	Simulationsablauf	64
3.3.3.1	110 kV-Kurzschluss.....	65
3.3.3.2	Frequenzsteigung.....	66
3.3.3.3	Über-/Unterfrequenz.....	67
3.3.4	Wirkleistungsbilanz im Inselbetrieb	67
3.3.5	Frequenzverhalten während des Übergangs in den Inselbetrieb	70
3.3.5.1	Ergebnisse in tabellarischer Form.....	70
3.3.5.2	Darstellung des zeitlichen Verlaufs	70
3.3.6	Maximal zuschaltbare Leistung im Inselbetrieb	75
3.3.6.1	Erstellung der Szenarien	75
3.3.6.2	Ergebnisse der maximal zuschaltbaren Leistung.....	76

3.3.7	Methode zur Ermittlung der abzuwerfenden Leistung.....	77
3.3.8	Maximal zulässiger Frequenzgradient im Inselbetrieb	78
3.3.9	Erkenntnisse und Schlussfolgerungen	80
4	Zusammenfassung.....	82
5	Literaturverzeichnis	84
6	Anhang	85

Abkürzungen und Formelzeichen

BF	Berechnungsfall
$\cos \varphi_{\text{Anlass}}$	Leistungsfaktor beim Anlauf
$\cos \varphi_N$	Nennleistungsfaktor
f_N	Nennfrequenz
f_{Netz}	Nennnetzfrequenz
G	Generator
$G_{(s)}$	Übertragungsfunktion im Bildbereich
$GD^2_{\text{Generator}}$	Schwungmoment des Generators
GG	Gichtgas
GUD	Gas- und Dampfturbinenanlage
H	normierte Trägheitskonstante
I_a/I_r	Verhältnis Anlaufstrom zu Bemessungsstrom
IFD	Erregerstrom
J	Massenträgheitsmoment
KC	Faktor ($0 < KC < 1$)
K_i	Integralverstärkung
K_p	Proportionalbeiwert
LK3/4	Längskupplung zwischen der 30 kV-Gruppe 3 und 4
$M(n)$	drehzahlabhängiges Drehmoment
M_a/M_r	Verhältnis Anlaufmoment zu Bemessungsmoment
M_K/M_r	Verhältnis Kippmoment zu Bemessungsmoment
n_N	Nennzahl
n-Reg	Generator regelt die Drehzahl
P_N	Nennwirkleistung
P-Reg	Generator regelt die Leistung
$R_{\text{Ständer}}$	Resistanz des Stators
S_N	Nennscheinleistung
s_N	Nennschlupf
SS	Sammelschiene
T_d'	transiente Längs-Kurzschluss-Zeitkonstante
T_d''	subtransiente Längs-Kurzschluss-Zeitkonstante
T_{d0}'	transiente Längs-Leerlauf-Zeitkonstante
T_{d0}''	subtransiente Längs-Leerlauf-Zeitkonstante
T_J	Anlaufzeitkonstante des Generators
T_q'	transiente Quer-Kurzschluss-Zeitkonstante
T_q''	subtransiente Quer-Kurzschluss-Zeitkonstante

T_{q0}'	transiente Quer-Leerlauf-Zeitkonstante
T_{q0}''	subtransiente Quer-Leerlauf-Zeitkonstante
U_{a1}	Oberes Spannungslimit für einen Reduktionsfaktor $R(u)=1$
U_{a2}	Oberes Spannungslimit für einen Reduktionsfaktor $R(u)=0$
U_{b1}	Unteres Spannungslimit für einen Reduktionsfaktor $R(u)=1$
U_{b2}	Unteres Spannungslimit für einen Reduktionsfaktor $R(u)=0$
U_N	Nennspannung
VR_{MAX}	obere Reglerausgangsbegrenzung
VR_{MIN}	untere Reglerausgangsbegrenzung
VT	Schienenspannung
$X_{(0)}$	Reaktanz im Nullsystem
$X_{(2)}$	Reaktanz im Gegensystem
$X_{(s)}$	Eingangssignal im Bildbereich
$X_{d,ges}$	gesättigte Synchronreaktanz in d-Richtung
$X_{d,ges}'$	gesättigte transiente Synchronreaktanz in d-Richtung
$X_{d,ges}''$	gesättigte subtransiente Synchronreaktanz in d-Richtung
$X_{d,unges}$	ungesättigte Synchronreaktanz in d-Richtung
$X_{d,unges}'$	ungesättigte transiente Synchronreaktanz in d-Richtung
$X_{d,unges}''$	ungesättigte subtransiente Synchronreaktanz in d-Richtung
$X_{q,unges}$	ungesättigte Synchronreaktanz in q-Richtung
$X_{q,unges}'$	ungesättigte transiente Synchronreaktanz in q-Richtung
$X_{q,unges}''$	ungesättigte subtransiente Synchronreaktanz in q-Richtung
$Y_{(s)}$	Ausgangssignal im Bildbereich
η	Wirkungsgrad
σ	Wirkleistungsstatik
$\omega_{m,N}$	Nennwinkelgeschwindigkeit

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Das Verbundnetz in Europa kann, wie die Vergangenheit zeigt, bei Großstörungen an seine Leistungsgrenzen stoßen. Im Jahr 2006 kam es zu zwei Netzausfällen im Industrienetz der voestalpine Stahl Linz. Diese zogen beträchtliche Kosten, durch Produktionsausfall und Beschädigung der Anlagen, nach sich. Das Bestreben, die Ausfallkosten so gering als möglich zu halten, bedingt, die Versorgungssicherheit des Industrienetzes zu erhöhen. In Anlehnung an die Störfälle wurden zwei Maßnahmen ausgearbeitet:

1. Re-Synchronisierung einer Netzhälfte des Industrienetzes bei Ausfall einer 110 kV-Sammelschiene im Umspannwerk
2. Übergang in den 30 kV-Inselbetrieb bei Gesamtausfall des übergeordneten 110 kV-Netzes

Die Re-Synchronisierung stellt ein asynchrones Zuschalten auf einen kurzzeitig im Inselbetrieb befindlichen Netzteil dar. Dieser wird durch die Schalthandlung starr mit dem Verbundnetz quasi re-synchronisiert und ermöglicht ein uneingeschränktes Weiterbetreiben des Netzes.

Die zweite Maßnahme sieht ein Abtrennen vom Verbundnetz und den Übergang in einen 30 kV-Inselbetrieb vor. Der Übergang wird durch verschiedene Ereignisse ausgelöst.

1.2 Zielsetzung und Durchführung

In dieser Arbeit sollen dynamische Netzuntersuchungen der obigen Szenarien durchgeführt werden. Für die Simulation wird das Netzberechnungsprogramm Neplan verwendet. Das bereits im Programm erstellte statische Netzmodell wird von der voestalpine bereitgestellt und enthält alle erforderlichen Komponenten. Diese werden um die notwendigen dynamischen Elemente erweitert und durch Messreihen aus Versuchen evaluiert.

Die Zielsetzung der ersten Maßnahme beinhaltet die Findung von Szenarien, die den maximalen Ausgleichsstrom über die Kupplung zur Folge haben. Falls der maximal zulässige Kurzschlussstrom der Anlage überschritten wird, soll nach Alternativen gesucht werden, die ein Kuppeln zulassen. In diesem Zusammenhang muss die transiente Stabilität der Generatoren nachgewiesen werden. Für diese Betrachtungen werden die Generatoren in einem subsynchronen Modell und deren Spannungsregeleinrichtungen im Netzberechnungsprogramm nachgebildet. Die Spannungs- und Frequenzabhängigkeit der Hüttenlasten wird ebenfalls in statischen Modellen implementiert.

Für den 30 kV-Inselbetrieb sollen verschiedene Szenarien ausgearbeitet werden, die Auskunft über die Wirk- und Blindleistungsbilanz, den Frequenzverlauf bei Lastabwurf und Lastzuschaltung geben. Von besonderem Interesse ist der Frequenzverlauf während des Übergangs in den Inselbetrieb. Nachstehende Kriterien sollen die Abtrennung vom Verbundnetz auslösen.

- 110 kV-Kurzschluss im UW-Hütte Süd (SS1 u. SS2 bzw. Einschienen-Betrieb)
- Frequenzsteigung $\left| \frac{df_{\text{Netz}}}{dt} \right| > 100 \frac{\text{mHz}}{\text{s}}$ und $49,7\text{Hz} > f_{\text{Netz}} > 50,3\text{Hz}$ nach 200ms
- Unter/Überfrequenz $48,7\text{Hz} > f_{\text{Netz}} > 51,3\text{Hz}$

Die Simulation bedingt die Modellierung der Spannungs- und Primärregeleinrichtungen der Kraftwerksgeneratoren. Der Entwurf eines Leistungs- und Spannungsregelungskonzeptes bildet die Basis der durchgeführten Simulationen. In dieser Arbeit werden keine Langzeitstabilitätsuntersuchungen des Wirk- und Blindleistungsverhaltens durchgeführt. Vielmehr wird die Stabilität des ersten Einschwingvorgangs nach der Inselbildung betrachtet. Im Zuge dessen sind spezielle Messverfahren notwendig, um den Hüttenverbrauch schnell ermitteln zu können, um gezielte Lastabwürfe ausführen zu können. Die im Hüttennetz befindlichen Asynchron- bzw. Synchronmotoren weisen ein spezielles Lastverhalten bei Frequenzschwankungen auf, welches über vereinfachte Lastmodelle nachgebildet wird.

1.3 Allgemeiner Netzaufbau

Die voestalpine Stahl Linz unterhält ein verzweigtes Mittelspannungsnetz, welches der Topologie in Abbildung 1.1 entspricht. Die Energie wird auf der 30 kV-Spannungsebene über Hochspannungskabel auf die Unterstationen aufgeteilt. Die Unterstationen werden zumeist beidseitig von Seiten des Umspannungswerks und von Seiten des Kraftwerks redundant gespeist. Das im Norden liegende kalorische Kraftwerk verfeuert die in Hochofen, Stahlwerk und Kokerei entstehenden Hüttengase in seinen Kesseln. Diese Kessel speisen Dampfturbinen mit Frischdampf und treiben Turbogeneratoren an. Die besondere Bauform der Dampfturbinen ermöglicht die Auskopplung von Prozessdampf. Der sogenannte 18bar-Entnahmedampf wird in der Hütte für industrielle Prozesse benötigt.

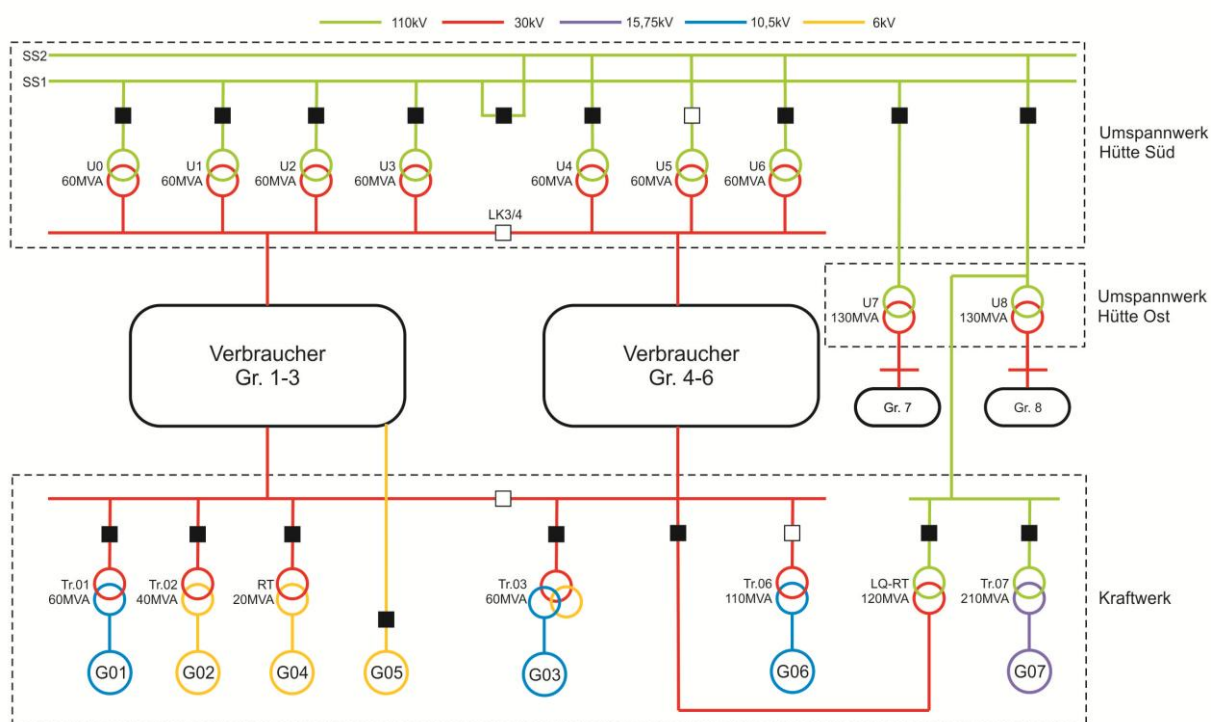


Abbildung 1.1; Vereinfachte Darstellung des elektrischen Netzes

Das Umspannwerk versorgt mit Umspannern das Hüttennetz, diese transformieren die Spannung von 110 kV auf 30 kV. Das 30 kV-Netz teilt sich in die sogenannte vordere Gruppe (Gr. 1-3), die hintere Gruppe (Gr.4-6) und die Gruppe 7 und 8 auf. Die vordere und hintere Gruppe müssen voneinander galvanisch getrennt betrieben werden, da sonst im Kraftwerk sowie im Umspannwerk der maximal zulässige Kurzschlussstrom von 30 kA überschritten wird. Die galvanische Trennung ermöglicht eine separate Löschung jeweils im Umspannwerk über Tauchkern- bzw. Petersenspulen. Im Kraftwerk befinden sich 5 Dampfblöcke die über Blocktransformatoren in das 30 kV-Netz einspeisen. Neben den Dampfblöcken, befindet sich eine Kombianlage im Kraftwerk, die sich aus einer Gas- und Dampfturbine (GUD) zusammensetzt. In dieser wird das hochtemperierte Rauchgas der Gasturbine dem Abhitze-Kessel zugeführt und zur Dampferzeugung genutzt. Der Abhitze-

Kessel verfügt über eine Zusatzfeuerung, mit der er, in einem gewissen Leistungsband, seine Dampferzeugung unabhängig von der Gasturbinenleistung regeln kann. Zusätzlich besteht die Möglichkeit den Abhitze-Kessel im Frischluftbetrieb ohne Gasturbine zu betreiben. In nachstehender Tabelle werden die wichtigsten Eckdaten der Erzeugungseinheiten aufgelistet.

	GUD		Dampfblock					GG
	G01	G02	03	04	05	06	07	
elektrische Leistung in MW	40	30	38	25	25	85	164	12
Dampferzeugung Kessel in t/h	-	140	140	120	120	270	460	-
Entnahmemenge in t/h	-	90	60	50	50	-	-	-
Gasturbine	x	-	-	-	-	-	-	-
Dampfturbine	-	x	x	x	x	x	x	-
Zwischenüberhitzer	-	-	-	-	-	x	x	-
Entspannungsturbine	-	-	-	-	-	-	-	X

Tabelle 1.1; Erzeugungseinheit im Hüttennetz

2 Simulationsmodell

Die durchgeführten Simulationen wurden mit dem Netzberechnungsprogramm NEPLAN V 5.4.5 durchgeführt. In dieser Arbeit werden vorwiegend transiente Vorgänge im Netz untersucht. Diese werden mit dem Neplan-Modul „Dynamische Simulation“ berechnet. Ein bestehendes statisches Lastflussmodell wurde von Seiten des Betreibers zur Verfügung gestellt und um die erforderlichen dynamischen Komponenten erweitert:

- Synchronmaschinen
- Asynchronmaschinen
- Lastmodell
- Spannungsregler
- Turbinenregelmodell

2.1 Synchronmaschinen

2.1.1 Einsatz der Synchronmaschine

Synchrongeneratoren werden in Kraftwerken zur Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie eingesetzt. Im untersuchten 30 kV-Netz werden sie sowohl als Generatoren als auch als Motoren verwendet. Aufgrund der hohen Drehzahl der Dampfturbinen bzw. der Arbeitsmaschinen der Motoren, werden Turbomaschinen (Vollpolmaschinen) eingesetzt.

2.1.2 Maschinenparameter

Die Parameter der Synchronmaschinen müssen in die Eingabemaske des Netzberechnungsprogramms eingegeben werden. Die Implementierung eines subtransienten Maschinenmodells ist vonnöten, da dynamische Ausgleichsvorgänge im transienten sowie im subtransienten Zeitbereich berechnet werden. Die erforderlichen Parameter wurden teilweise aus den Datenblättern bzw. den Maschinenkennlinien entnommen und berechnet. Werte, die nicht ermittelt werden konnten, wurden aus einschlägiger Fachliteratur [1], [2] und [3] angenähert bzw. aus Messungen an den Turbosätzen ermittelt.

	G01	G02	G03	G04	G05	G06	G07	GG-G.
S_N/MVA	50,72	38	48,38	33,3	33,3	113,5	205,7	16
P_N/MW	40,6	30,4	38,7	25,0	25,0	85,1	164,6	12,0
$\cos \varphi_N$	0,8	0,8	0,8	0,75	0,75	0,75	0,8	0,75
U_N/kV	10,5	6,3	10,5	6,3	6,3	10,5	15,75	6,3
n_N/s^{-1}	50	25	25	50	50	50	50	16,67
Daten für Kurzschlussberechnung								
$X_{d,\text{ges}}/\%$	230	223	233	167	168	173	228	119
$X_{d,\text{ges}}'/\%$	23,53	23	24,4	13,66	13,66	25	27,8	16
$X_{d,\text{ges}}''/\%$	18,07	15	17,2	9,8	9,8	18,2	16,5	13
$X_{(2)}/\%$	18,48	18	18,4	17,5	17,5	20	22,16	17
$X_{(0)}/\%$	8,65	9	10,6	8	8	8,4	10,89	7
Daten für Dynamische Simulation								
$X_{d,\text{unges}}/\%$	261	250	250	183	186	200	267	200
$X_{d,\text{unges}}'/\%$	26	25	27	15	15	28	30,5	18
$X_{d,\text{unges}}''/\%$	23	20	22	13	13	24	22,8	15
$X_{q,\text{unges}}/\%$	208	200	211	147	147	139	214	160
$X_{q,\text{unges}}'/\%$	208	200	211	147	147	139	214	160
$X_{q,\text{unges}}''/\%$	21	18	19,9	12	12	22	21	14
T_d'/s	0,682	0,7	0,809	0,576	0,576	0,9	1,066	0,4
T_q'/s	0,614	0,63	0,728	0,52	0,52	0,8	0,96	0,36
T_d''/s	0,02	0,03	0,033	0,024	0,024	0,025	0,025	0,018
T_q''/s	0,014	0,015	0,017	0,012	0,012	0,019	0,023	0,008
T_{d0}'/s	7,2	6,9	7,127	6,53	6,53	9,1	10,716	5,3
T_{q0}'/s	6,48	6,21	6,4	5,9	5,9	8,19	9,64	4,77
T_{d0}''/s	0,046	0,042	0,045	0,039	0,039	0,071	0,075	0,03
T_{q0}''/s	0,046	0,044	0,045	0,04	0,04	0,058	0,068	0,034
$R_{\text{Ständer}}/\text{p.u.}$	0,001636	0,002221	0,002071	0,001166	0,001166	0,001204	0,001451	0,001209
$GD^2_{\text{Generator}}/\text{tm}^2$	-	-	-	-	-	10	-	-
$J_{\text{Generator}}/\text{kgm}^2$	1449,2	3646	3950	888	888	2500	5967,1	2785
$H_{\text{Generator}}/\text{s}$	1,41	1,18	1,01	1,32	1,32	1,09	1,43	0,95
$H_{\text{Antriebsstrang, Faustformel}}/\text{s}$	5	2,37	2,01	2,63	2,63	2,17	2,86	1,90
$H_{\text{Antriebsstrang, real}}/\text{s}$	5	6,61	5,66	4,57	4,57	8,33	8,01	1,90
<input type="checkbox"/> Daten aus Datenblatt oder Messungen; <input type="checkbox"/> berechnet laut Kapitel 0 und 2.6.3.2; <input type="checkbox"/> angenähert laut [1], [2] und [3]								

Tabelle 2.1; Parameterliste der Synchronmaschinen

Die normierte Trägheitskonstante H der Hochleistungs-Gasturbine wurde aus [3] angenähert, da die Ermittlung über eine Faustformel bzw. Messreihen nicht möglich war. Im Kapitel 2.6.3.2 wird über die Berechnung der Trägheitskonstanten diskutiert und näher auf deren Verwendung eingegangen. Die Maschinendaten der im Netz befindlichen Synchronmotoren sind nicht bekannt. Sie werden mit den Daten des Gichtgasgenerators gleichgesetzt.

2.1.3 Leerlauf- und Kurzschlusskennlinie

Wie aus obiger Tabelle ersichtlich, konnten nicht viele Maschinenparameter aus den Datenblättern ermittelt werden. Aus den vorhandenen Leerlauf- und Kurzschlusskennlinien der Synchronmaschinen wurden grafisch charakteristische Werte der Maschinen abgelesen und in nachstehendem Kapitel berechnet.

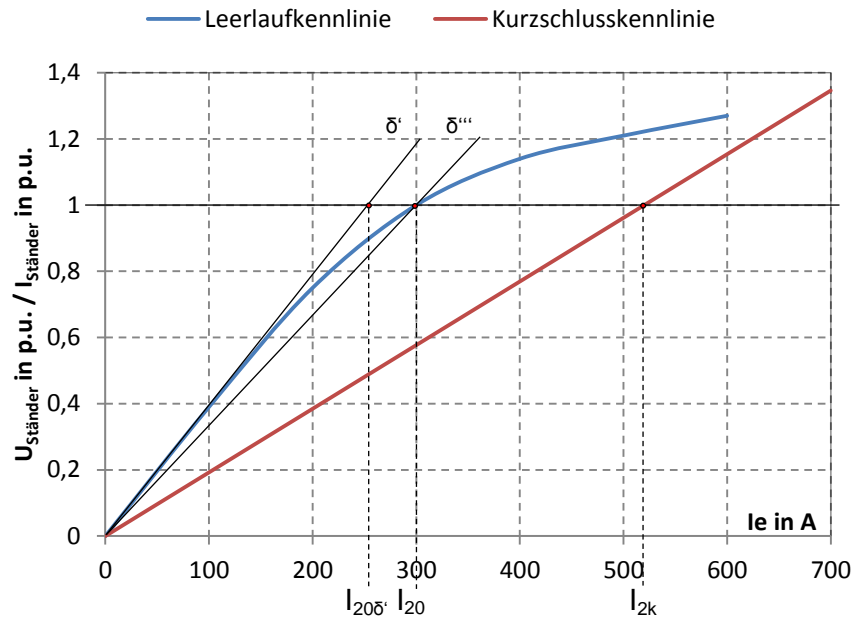


Abbildung 2.1; Leerlauf- und Kurzschlusskennlinie Synchronmaschine

$U_{\text{Ständer}}$	bezogene Ständerspannung	$I_{\text{Ständer}}$	bezogener Ständerstrom
δ', δ''	Luftspaltgeraden	I_e	Erregerstrom
$I_{20\delta'}$	Leerlauferregerstrom ungesättigt	I_{20}	Leerlauferregerstrom gesättigt
		I_{2k}	Kurzschlussregerstrom

In den dynamischen Simulationen werden Kurzschlüsse berechnet, die zu Sättigungserscheinungen in den Synchrongeneratoren führen. Das Sättigungsverhalten der Maschinen kann über die charakteristischen Ströme $I_{20\delta'}$, I_{20} und I_{2k} in das Netzberechnungsprogramm eingegeben werden. Durch die Eingabe dieser Daten würde sich die Rechenzeit der Simulationen erhöhen. Der Einfluss auf die transiente Stabilität ist gering und bei Kurzschlüssen dämpft die gesättigte Maschine den Kurzschlussstrom. Angesichts dieser Tatsachen wurde auf das Einbeziehen des Sättigungsverhaltens der Maschinen verzichtet.

2.1.4 Berechnung der Maschinenparameter

Folgende Maschinenparameter werden beispielhaft für den Generator 06 berechnet:

- gesättigte Längsreaktanz $x_{d,ges}$
- ungesättigte Längsreaktanz $x_{d,unges}$
- Ständerreaktanz $R_{Ständer}$
- Trägheitsmoment $J_{Generator}$
- mechanische Anlaufzeitkonstante T_J
- normierte Trägheitskonstante $H_{Antriebsstrang}$

Gesättigte Längsreaktanz

Die gesättigte Längsreaktanz $x_{d,ges}$ wurde über die aus der Leerlauf- und Kurzschlusskennlinie (Abbildung 2.1) ermittelten Werte wie folgt berechnet:

$$x_{d,ges} = \frac{I_{2k}}{I_{20}} = \frac{520A}{300A} = 1,733p.u. \quad \text{Formel 2-1}$$

Ungesättigte Längsreaktanz

Die für die ungesättigte Längsreaktanz benötigten Werte wurden über die in Abbildung 2.1 dargestellten Luftspaltgerade δ' ermittelt und $x_{d,unges}$ berechnet:

$$x_{d,unges} = \frac{I_{2k}}{I_{20\delta}} = \frac{520A}{260A} = 2,0p.u. \quad \text{Formel 2-2}$$

Ständerreaktanz

Der Ständerwiderstand muss im Netzberechnungsprogramm Neplan in per Unit eingegeben und wie folgt berechnet werden:

$$Z_N = \frac{U_N^2}{S_N} = \frac{(10,5kV)^2}{113,5MVA} = 0,971\Omega \quad \text{Formel 2-3}$$

$$R_{Ständer,p.u.} = \frac{R_{Ständer}}{Z_N} = \frac{0,00117\Omega}{0,971\Omega} = 0,001205p.u. \quad \text{Formel 2-4}$$

Trägheitsmoment

$$J_{Generator} = \frac{GD^2}{4} = \frac{10000kg \cdot m^2}{4} = 2500kg \cdot m^2 \quad \text{Formel 2-5}$$

Normierte Trägheitskonstante

Die normierte Trägheitskonstante H bzw. die Anlaufzeitkonstante T_J beeinflussen maßgeblich das Schwingungsverhalten des Gesamtsystems. Die mechanische Anlaufzeitkonstante T_J stellt jene Zeit dar, die der Antriebsstrang benötigt, um bei unbelasteter Maschine und Nennmoment an der Welle seine Nenndrehzahl zu erreichen. [1]

$$T_J = \frac{J_{\text{Generator}} \cdot \omega_{m,N}^2}{S_N} = \frac{2500 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 \cdot \left(314,16 \frac{\text{rad}}{\text{s}}\right)^2}{113,5 \text{ MVA}} = 2,17 \text{ s} \quad \text{Formel 2-6}$$

$$H_{\text{Generator}} = \frac{T_J}{2} = \frac{2,17 \text{ s}}{2} = 1,085 \text{ s} \quad \text{Formel 2-7}$$

Das Trägheitsmoment der Turbine ist nicht bekannt und es wird folgende Faustformel im Zusammenhang mit Dampfturbinen angewendet [1]:

$$H_{\text{Antriebsstrang, Faustformel}} = 2 \cdot H_{\text{Generator}} = 2 \cdot 1,085 \text{ s} = 2,17 \text{ s} \quad \text{Formel 2-8}$$

Im Kapitel 2.6.3.2 wird über obige Faustformel diskutiert und näher auf deren Verwendung eingegangen.

2.1.5 Eingabe des PQ-Diagramms

Bevor die dynamische Simulation im Programm gestartet wird, führt Neplan eine Lastflussberechnung durch. Die Ergebnisse dienen als Startwerte der Differenzialgleichungen. Das Einfügen des PQ-Diagramms verhindert einen irregulären Betriebszustand der Maschine.

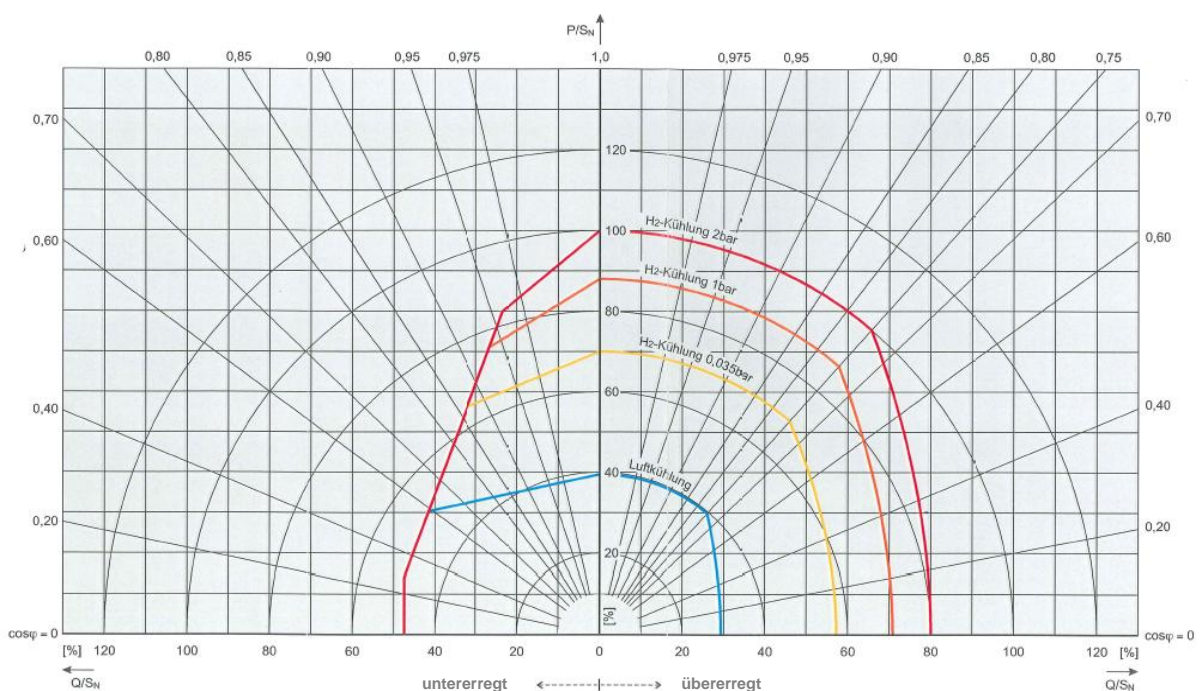


Abbildung 2.2; PQ-Diagramm der Maschine 06

Die Kurve wird in Form einer Tabelle eingegeben. Zwischen den Stützpunkten interpoliert das Programm linear.

2.1.6 Drehzahlabhängigkeit der Last

Im untersuchten Industrienetz befinden sich leistungsstarke Synchronmotoren, die hauptsächlich Verdichter antreiben. Diese weisen ein konstantes Lastverhalten bei geringen Drehzahländerungen auf und werden im Netzberechnungsprogramm über eine konstante Leistung an der Welle implementiert.

2.1.7 Berechnung der rotierenden Energie

Die Massenträgheit des Gesamtsystems beeinflusst neben dem Schwingungsverhalten auch den Frequenzgradienten, der sich im ersten Moment eines Lastwechsels einstellt. Dieses Leistungsungleichgewicht muss über die Primärregeleinrichtung der verbleibenden Generatoren ausgeglichen werden. Bis zum Eingriff des Primärreglers wirkt nur die rotierende Energie aller im Netz befindlichen direkt gespeisten Maschinen gegen den Frequenzverfall. Die rotierende Energie wird wie folgt berechnet:

$$W_{rot} = \frac{1}{2} \cdot J_{Antriebsstrang} \cdot \omega_{m,N}^2 = H_{Antriebsstrang} \cdot S_N \quad \text{Formel 2-9}$$

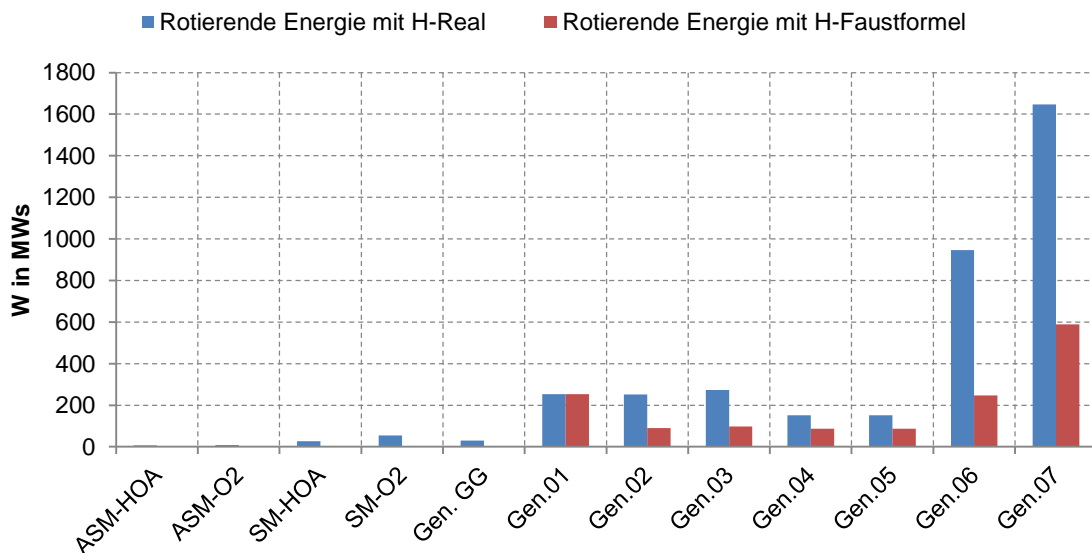


Tabelle 2.2; Rotierende Energie der Generatoren bei Nenndrehzahl

In obiger Tabelle wird die rotierende Energie, berechnet aus den realen Trägheitskonstanten ($H_{Antriebsstrang,real}$) bzw. aus den mit der Faustformel ($H_{Antriebsstrang,Faustformel}$) berechneten, dargestellt. Die Ersatzasynchron- sowie Ersatzsynchronmotoren weisen eine erwartungsgemäß geringe rotierende Energie auf. Der Generator 07 verfügt über eine deutlich höhere Energie und wird in den Inselszenarien bevorzugt die Drehzahlregelung übernehmen.

2.2 Asynchronmaschinen

2.2.1 Einsatz der Asynchronmaschine

Im untersuchten Industrienetz befinden sich Asynchronmaschinen, die direkt vom Netz ohne Umrichter gespeist werden. Ihre rotierenden Massen wirken ebenfalls unterstützend bei einem Frequenzeinbruch. Sie treiben vorwiegend Pumpen an, die eine quadratische Lastcharakteristik aufweisen. Dieses frequenzabhängige Lastverhalten wird über die Drehmoment-Schlupfkennlinie in das Programm implementiert.

2.2.2 Maschinenparameter

Folgende Parameter benötigt das Netzberechnungsprogramm Neplan, um ein stark vereinfachtes Maschinenmodell der Ersatzasynchronmotoren an Hochofen-A und Sauerstoffwerk zu erstellen.

Parameter	ASM-HOA	ASM-O2
P_N in MW	8	10
S_N in MVA	9,357	12,384
U_N in kV	6,3	
$\cos \varphi$	0,88	
η in p.u.	0,95	
Polpaarzahl	2	
n_N in min^{-1}	1480	
I_a/I_r	5	
$\cos \varphi_{\text{Anlass}}$	0,3	
M_a/M_r	1,5	
M_k/M_r	2	
s_N in %	1,33	
H in s	0,669	

Tabelle 2.3; Asynchronmaschinenparameter

Aus obigen Werten werden, der Motorwiderstand $R_2(s)$ und die Streureaktanz $X_2(s)$ für $s=1$ und $s=s_r$ berechnet. Für die dazwischen liegenden Werte interpoliert das Programm linear. Neplan erstellt aus diesen Werten eine Drehmoment-Schlupfkennlinie, die für die dynamische Simulation implementiert wird. [4]

2.2.3 Drehzahlabhängigkeit der Last

Elektrische Maschinen, die direkt mit dem Netz verbunden sind, ändern ihre Rotordrehzahl mit der Netzfrequenz. Je nach Art der Belastung ergeben sich verschiedene Drehmoment-Drehzahlkennlinien. Laut den Angaben des Betreibers treibt der Großteil der Asynchronmaschinen Pumpen und Gebläse an. Die von der Drehzahl quadratisch abhängige Drehmoment-Schlupfkennlinie ($M(n) \approx n^2$) wird in das System eingegeben. Bei den

Simulationen werden Überfrequenzen von bis zu 55Hz erreicht. Dies erfordert die Eingabe eines negativen Schlupf (s wird auf f_N bezogen). Laut allgemeiner Definition, wird die Rotordrehzahl auf die Nennnetzfrequenz und nicht auf die Netzfrequenz (Ständerfrequenz) bezogen.

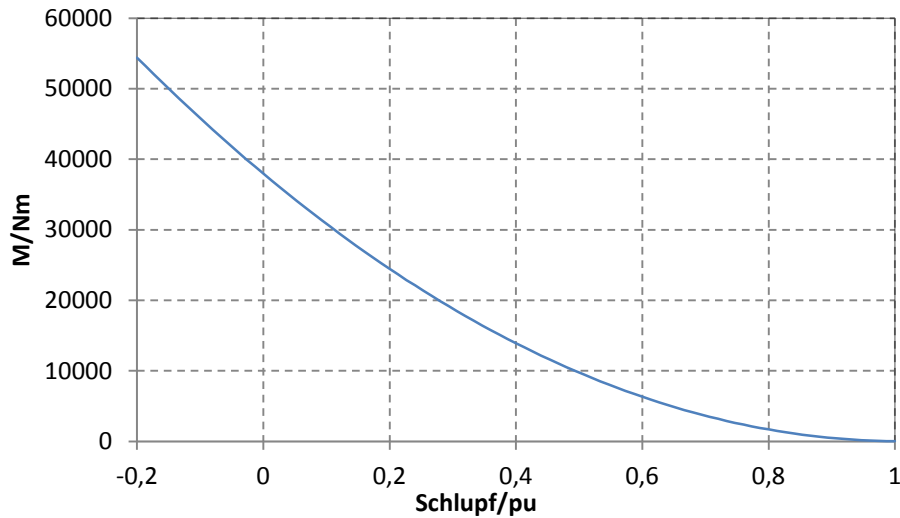


Abbildung 2.3; Drehmoment-Schlupfkennlinie der Ersatzasynchronmaschine

Abbildung 2.4 zeigt, wie sich die Wirkleistung der Asynchronmaschine mit der Netzfrequenz ändert. Diese frequenzabhängige Wirkleistungsänderung begünstigt das Frequenzregelverhalten und verringert Über- bzw. Unterfrequenzen.

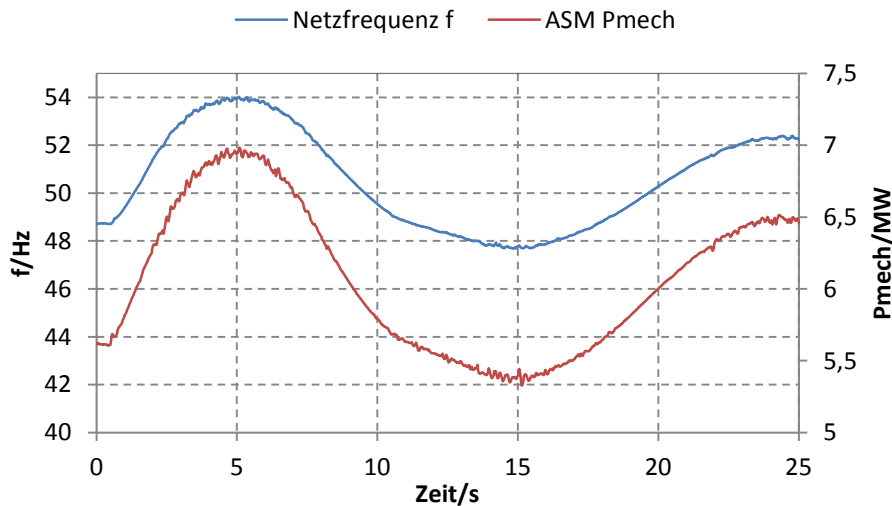


Abbildung 2.4; Asynchronmaschine M(f)

2.2.5 Berechnung der rotierenden Energie

Für die Berechnung der rotierenden Energie von Asynchronmaschinen gilt das Gleiche wie für Synchronmaschinen. Asynchronmaschinen weisen eine deutlich geringere normierte Trägheitskonstante H auf, da ihr Läufer keine Erregerwicklung trägt und deshalb weniger massiv ausgeführt ist. Wie die Tabelle 2.2 zeigt, ist der Einfluss der rotierenden Energie der Asynchronmaschinen auf das Drehzahl- bzw. Frequenzverhalten im Inselbetrieb gering

2.3 Lastmodell

2.3.1 Lastmodellkategorien

Die Verbraucher in einem Industrienetz weisen eine bestimmte Spannungs- und Frequenzabhängigkeit auf. Diese wirkt sich, speziell im Inselbetrieb, auf die Blind- und Wirkleistungsaufnahme aus und kann in Lastmodellen gut nachgebildet werden. Der Betreiber stellt für das untersuchte Netz Angaben zur Verbraucherzusammensetzung zur Verfügung. Die jeweiligen Lastanteile der einzelnen Verbraucher am Gesamtverbrauch sind in der nachstehenden Tabelle angeführt.

Verbraucher	Aufteilung
Umrichter gespeiste Antriebe (Walzantriebe, Pumpen, Gebläse,...)	60%
Synchronmaschinen (direkt mit Netz verbunden)	15%
Asynchronmaschinen (direkt mit Netz verbunden)	5%
Gewerbe	10%
Büro	10%

Tabelle 2.4; Verbraucherzusammensetzung

Die Synchron- und Asynchronmaschinen werden explizit in das Programm implementiert.

2.3.2 Lastmodellauswahl

Aus diesen Verbrauchern wurden charakteristische Lastmodelle aus [5] abgeleitet. Für die Implementierung in das Netzberechnungsprogramm stehen unter anderem folgende Modelle zur Verfügung:

1. Konstant Z-Modell

$$p = p_0 \cdot \left(\frac{u}{u_0}\right)^2 \cdot \left(1 + \frac{\Delta f}{f_0} \cdot \text{CFP}\right) \quad \text{Formel 2-10}$$

$$q = q_0 \cdot \left(\frac{u}{u_0}\right)^2 \cdot \left(1 + \frac{\Delta f}{f_0} \cdot \text{CFQ}\right) \quad \text{Formel 2-11}$$

Spannungsänderungen wirken sich quadratisch auf Wirk- und Blindleistung aus.

2. ZIP-Modell (Komposit-Modell)

$$p = p_0 \cdot \left\{ A0P + A1P \cdot \left(\frac{u}{u_0} \right)^1 + A2P \cdot \left(\frac{u}{u_0} \right)^2 \right\} \cdot \left(1 + \frac{\Delta f}{f_0} \cdot CFP \right) \quad \text{Formel 2-12}$$

$$q = q_0 \cdot \left\{ A0Q + A1Q \cdot \left(\frac{u}{u_0} \right)^1 + A2Q \cdot \left(\frac{u}{u_0} \right)^2 \right\} \cdot \left(1 + \frac{\Delta f}{f_0} \cdot CFQ \right) \quad \text{Formel 2-13}$$

Dieses Modell beschreibt Spezialfälle, die folgende Abhängigkeiten von der Spannung aufweisen:

N0P, N0Q=0 Konstante Wirk-/Blindleistung

N0P, N0Q=1 Konstanter Strom

N0P, N0Q=2 Konstante Impedanz

Über die Faktoren A_{xP} und A_{xQ} werden die Lastcharakteristiken untereinander gewichtet (siehe Formel 2-18 und Formel 2-19).

3. Exponential-Modell

$$p = p_0 \cdot \left(\frac{u}{u_0} \right)^{N0P} \cdot \left(1 + \frac{\Delta f}{f_0} \cdot CFP \right) \quad \text{Formel 2-14}$$

$$q = q_0 \cdot \left(\frac{u}{u_0} \right)^{N0Q} \cdot \left(1 + \frac{\Delta f}{f_0} \cdot CFQ \right) \quad \text{Formel 2-15}$$

Der Exponent kann frei gewählt werden und ermöglicht die Realisierung eines Mischverhaltens zwischen den im Exponentialmodell vorgestellten Spezialfällen.

4. IEEE Generic Load Model

Siehe Kapitel 2.3.2.1

Die lineare Frequenzabhängigkeit wird mit dem Faktor CFP bzw. CFQ ausgedrückt. Das statische IEEE Generic Load Model stellt eine Kombination aus Konstant Z-, ZIP- und Exponential-Modell dar. Dadurch bietet es eine ausreichende Flexibilität, um verschiedene Lasten in ein Lastmodell zu integrieren.

2.3.2.2 IEEE Generic Load Model

Das statische IEEE Generic Load Model [4] weist folgenden nicht linearen mathematischen Zusammenhang auf:

$$p = p_0 \cdot R_{(u)} \left\{ A0P \cdot \left(\frac{u}{u_0} \right)^{N0P} + A1P \cdot \left(\frac{u}{u_0} \right)^{N1P} + A2P \cdot \left(\frac{u}{u_0} \right)^{N2P} \right\} \cdot \left(1 + \frac{\Delta f}{f_0} \cdot CFP \right) \quad \text{Formel 2-16}$$

$$q = q_0 \cdot R_{(u)} \left\{ A0Q \cdot \left(\frac{u}{u_0} \right)^{N0Q} + A1Q \cdot \left(\frac{u}{u_0} \right)^{N1Q} + A2Q \cdot \left(\frac{u}{u_0} \right)^{N2Q} \right\} \cdot \left(1 + \frac{\Delta f}{f_0} \cdot CFQ \right) \quad \text{Formel 2-17}$$

Spannungsabhängig
Frequenzabhängig

p.....	aktuelle Wirkleistung	q.....	aktuelle Blindleistung
p ₀	Initiale Wirkleistung	q ₀	Initiale Blindleistung
u.....	aktueller Spannungsbetrag	u ₀	Nennspannung
f ₀	Nennfrequenz	Δf.....	Frequenzabweichung vom Nennwert
A0P,A1P,A2P...	Gewichtungsfaktoren Wirkleistung	A0Q, A1Q, A2Q.....	Gewichtungsfaktoren Blindleistung
N0P,N1P,N2P.....	Exponentialfaktor Wirkleistung	N0Q, N1Q, N2Q.....	Exponentialfaktor Blindleistung
CFP.....	Frequenzabhängigkeit Wirkleistung	CFQ.....	Frequenzabhängigkeit Blindleistung
		R _(u)	Spannungsabhängiger Reduktionsfaktor

$$100\% = A0P + A1P + A2P \quad \text{Formel 2-18}$$

$$100\% = A0Q + A1Q + A2Q \quad \text{Formel 2-19}$$

Die aktuelle Wirkleistung p (Formel 2-16) bzw. Blindleistung (Formel 2-17) hängt von der Spannung und von der Frequenz ab. Auf die dynamische Nachbildung der Lasten wurde verzichtet. Einerseits sind die Kenntnisse über die Verbraucher zu gering. Andererseits wird der Einfluss der dynamischen Laständerung auf das Ergebnis als gering eingeschätzt.

Reduktionsfaktor

Das angegebene Lastverhalten bei einer Frequenz- bzw. Spannungsänderung gilt nur innerhalb des Spannungsbereichs von $\pm 20\%$ der Nennspannung. Bei der dynamischen Berechnung und vor allem bei der Simulation von Kurzschlüssen wird dieser Spannungsbereich zeitweise unter- bzw. überschritten. Um außerhalb der Spannungsgrenzen plausible Ergebnisse zu erzielen, wird ein Reduktionsfaktor $R_{(u)}$ eingefügt. Dieser berechnet sich wie folgt:

$$u < u_{b1} \quad R_{(u)} = \text{MAX} \left[1 - \left(\frac{u_{b1} - u}{u_{b1} - u_{b2}} \right)^2 ; 0 \right] \quad \text{Formel 2-20}$$

$$u_{b1} \leq u \leq u_{a1} \quad R_{(u)} = 1 \quad \text{Formel 2-21}$$

$$u > u_{a1} \quad R_{(u)} = \text{MAX} \left[1 - \left(\frac{u_{a1} - u}{u_{a1} - u_{a2}} \right)^2 ; 0 \right] \quad \text{Formel 2-22}$$

Der spannungsabhängige Verlauf von $R_{(u)}$ wird nachstehend grafisch dargestellt:

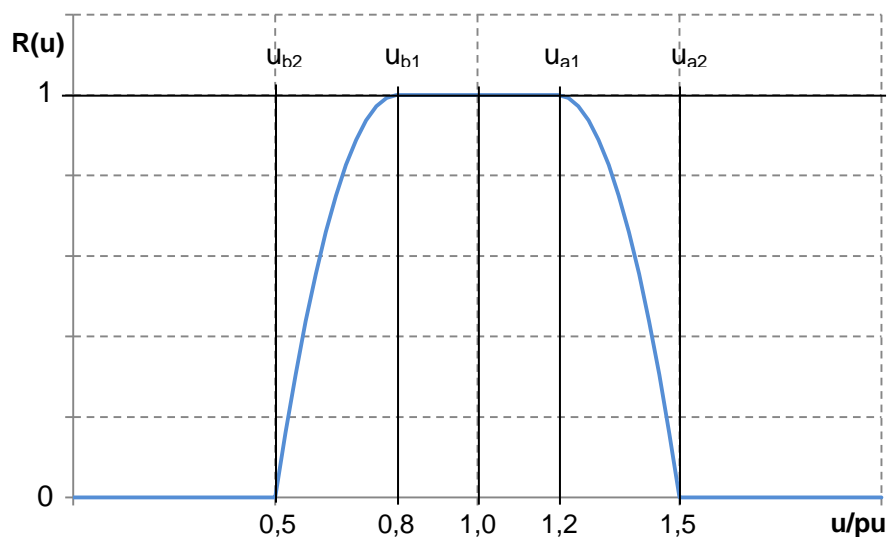


Abbildung 2.5; Spannungsabhängigkeit des Reduktionsfaktors [4]

2.3.3 Verbrauchergruppen

Die im Modell implementierten Verbrauchergruppen (siehe Tabelle 2.4) werden über charakteristische Lasten, deren Parameter aus [5] bekannt sind, nachgebildet.

char. Lasten	Verbrauchergruppe	Parameter	Werte
-	Umrichter	A0P	75,00%
		N0P	0
		A0Q	75,00%
		N0Q	0
Beleuchtung	Büro	A1P	18,75%
		N1P	1,67
TV(Computer)		A1Q	18,75%
		N1Q	4,47
Kleinmotoren	Gewerbe	A2P	6,25%
		N2P	0,1
		A2Q	6,25%
		N2Q	0,6
gilt für alle Verbrauchergruppen		CFP	0,244
		CFQ	-0,863

Tabelle 2.5; Verbraucherreduktion mit den IEEE Generic Load Model Parametern

2.3.4 Erfahrung bei der Implementierung

Im zur Verfügung gestellten Programm Neplan war eine Implementierung des IEEE-Modells nicht möglich. Die Simulation konnte mit wenigen Verbrauchereinheiten durchgeführt werden. Bei der Integrierung in das Gesamtmodell, das eine hohe Anzahl an Verbrauchereinheiten aufweist, stoppte das Programm während des Simulationsvorgangs. Dies lässt vermuten, dass nur eine bestimmte Anzahl von Rechenoperationen im Programm funktioniert. Das IEEE Generic Load Model wurde durch das Z-Konstant Modell ersetzt. Die Frequenzabhängigkeit der Last und der Reduktionsfaktor bleiben unverändert. Nur die Wirk- und Blindleistung der Last ist quadratisch von der Spannung (innerhalb der $\pm 20\%$ der U_N) abhängig.

2.4 Spannungsregler

2.4.1 Erregereinrichtungstypen

Bei der Simulation von Inselnetzen muss die Spannung im Netz konstant gehalten werden. Dies wird durch die Implementierung von Spannungsreglern erreicht. Die in den Synchrongeneratoren eingesetzten Erregereinrichtungen können in zwei Typen aufgeteilt werden:

- Statische Erregereinrichtung
- Erregereinrichtung mit Erregermaschine

Generator	Statische Erregereinrichtung	Erregereinrichtung mit Erregermaschine
G01	-	x
G02	-	x
G03	-	x
G04	x	-
G05	x	-
G06	x	-
G07	-	x

Tabelle 2.6; Erregereinrichtungen der Generatoren

Der Gichtgasgenerator und die Synchronmotoren im Netz werden mit konstantem Wirkleistungsfaktor und übererregt betrieben. Für die Nachbildung der Erregereinrichtungen wurden Standardmodelle aus der Neplan-Bibliothek verwendet. Aufgrund mangelnder Messdaten der einzelnen Generatoren wurden die voreingestellten Werte übernommen. Die Funktionsweise und der Aufbau der Modelle werden in den nachstehenden Kapiteln erläutert.

2.4.1.1 Statische Erregereinrichtung

Bei statischen Erregereinrichtungen wird der benötigte Erregerstrom über Bürsten direkt dem Läufer zugeführt. Der erzeugte Erregerstrom wird von Stromrichtern bereitgestellt. Diese Art der Erregung ermöglicht sehr schnelle Reaktionszeiten der Erregereinrichtung, da der Stromrichter nahezu verzögerungsfrei arbeitet. Das für die Simulation verwendete Modell ist der Exciter-Type-WK, welcher in Abbildung 2.6 dargestellt ist.

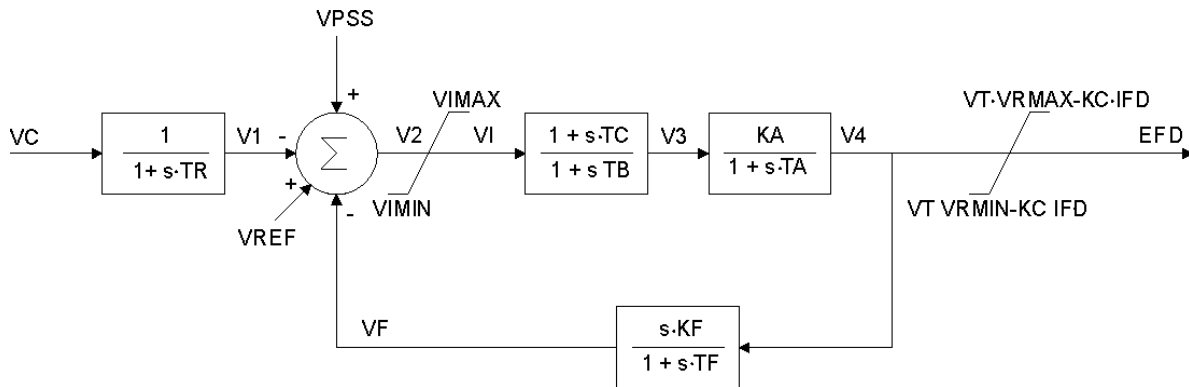


Abbildung 2.6; Statische Erregereinrichtung, Exciter-Type-WK [4]

VC.....	Spannungs-Istwert	TR,TC,TB.....	Zeitkonstante Messumformer
VREF	Spannungs-Sollwert	KA.....	Proportionalbeiwert
VPSS	Power System Stabilizer	TA.....	Zeitkonstante PT1-Glied
VIMAX.....	Maximale Eingangsspannungsdifferenz	KF.....	Konstante Reglerstabilisierung
VIMIN.....	Minimale Eingangsspannungsdifferenz	TF.....	Zeitkonstante Reglerstabilisierung
		EFD.....	Reglerausgang

Die Erregereinrichtung funktioniert prinzipiell wie ein P-Regler, dem ein Verzögerungsglied 1. Ordnung mit der Zeitkonstante TA nachgeschaltet ist. Die bleibende Regelabweichung, die durch den Proportionalbeiwert KA vorgegeben ist, entspricht der Statik, die angibt, wie stark sich der Generator an der Spannungshaltung beteiligt. Die Parameter VIMAX und VIMIN begrenzen das Eingangssignal. Ihr Wert wird praktisch nie erreicht, da der Begrenzungswert einem Vielfachen der Erregerspannung entsprechen würde. Vielmehr bestimmen sie die Geschwindigkeit, wie schnell der Regler auf eine Differenz am Eingang reagiert. Das am Ausgang entstandene Signal EFD wird wie in den nachstehenden Formeln beschrieben, begrenzt:

$$EFD_{\max} = VT * VRMAX - KC * IFD \quad \text{Formel 2-23}$$

$$EFD_{\min} = VT * VRMIN - KC * IFD \quad \text{Formel 2-24}$$

Die Übertragungsfunktionen mit den Zeitkonstanten TR, TC und TB haben nur einen geringen Einfluss auf das Ausgangssignal. Die Reglerstabilisierung wurde durch Setzen von KF auf null deaktiviert. Die verwendeten Parametereinstellungen werden im Anhang in Tabelle 6.1 dargestellt.

2.4.1.2 Erregereinrichtung mit Erregermaschine

Dieser Typ von Erregereinrichtung verzichtet auf Bürsten und überträgt den Erregerstrom mittels Erregermaschine auf den Rotor, der wiederum über rotierende Dioden gleichgerichtet wird und die Feldwicklung speist. Die berührungslose Energieübertragung über das Magnetfeld impliziert eine Zeitverzögerung, die die Regeldynamik des Gesamregelkreises

maßgeblich bestimmt. In der Simulation wurde der Exciters-Type 1 aus der Neplan-Bibliothek verwendet und wird in Abbildung 2.7 dargestellt:

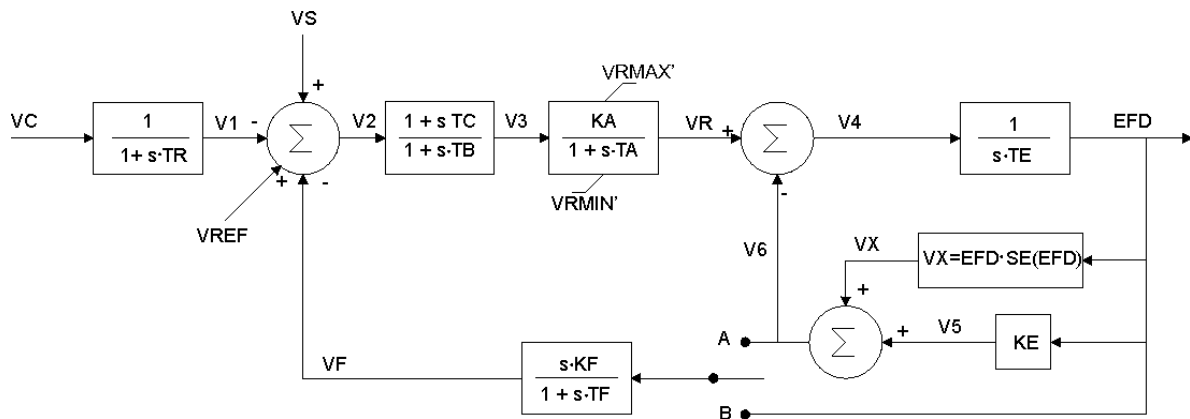


Abbildung 2.7; Erregereinrichtung mit Erregermaschine, Exciters-Type 1 [4]

VC.....	Spannungs-Istwert	TR,TC,TB.....	Zeitkonstante Messumformer
VREF	Spannungs-Sollwert	KA.....	Proportionalbeiwert
VS.....	Power System Stabilizer	TA.....	Zeitkonstante PT1-Glied
VRMAX.....	obere Reglerausgangsbegrenzung	KF.....	Konstante Reglerstabilisierung
VRMIN.....	untere Reglerausgangsbegrenzung	TF.....	Zeitkonstante Reglerstabilisierung
TE.....	Zeitkonstante Erregermaschine	EFD.....	Reglerausgang

Bei der bürstenlosen Erregung wird die Erregerenergie von der Erregermaschine, die direkt auf der Welle des Generators sitzt, mechanisch zugeführt. Die Regelung des Erregerstroms erfolgt über einen Stromrichter, der die Feldwicklung der Außenpolmaschine mit Gleichstrom versorgt. Der Stromrichter und der Regler werden wie im Kapitel 2.4.1.1 über die Parameter KA und TA der Übertragungsfunktion implementiert. Das Integrationsglied mit TE stellt die Zeitverzögerung der Erregermaschine dar. Das Ausgangssignal EFD wird dem Synchronmaschinenmodell zugeführt und schließt über die Rückführung der Sammelschienenspannung VC den Regelkreis. Die verwendeten Parametereinstellungen werden ebenfalls im Anhang in Tabelle 6.2 dargestellt.

2.5 Primärregeleinrichtung

2.5.1 Rahmenbedingungen

Die in der Aufgabenstellung beschriebenen Simulationsszenarien beinhalten den Übergang vom Verbundnetz in den Inselbetrieb. Dies setzt das Implementieren von Primärregeleinrichtungen voraus. Bei den Generatoren handelt es sich um Turbogeneratoren, die über Dampfturbinen und entsprechende Dampfkessel angetrieben werden. Zusätzlich befindet sich eine Gasturbine mit Abhitze-Kessel und Zusatzfeuerung im Kraftwerk. Laut Betreiber verfügen beide Turbinen je über einen Drehzahlregler, die voneinander unabhängig regeln. Aufgrund der Zusatzfeuerung des Abhitze-Kessels und der kurzen Simulationszeit (Abwärme der Gasturbine wirkt sich erst im Minutenbereich auf die produzierte Dampfmenge im Abhitze-Kessel aus) ist eine entkoppelte Nachbildung von Gas- und Dampfturbine in separaten Modellen zulässig.

Um größtmögliche Flexibilität bei der Simulation der Szenarien zu gewährleisten, werden die Turbinenregler sowie auch die Turbinenmodelle über diskrete Funktionsbausteine aufgebaut. Die Modelle entsprechen dem Funktionsprinzip der Abbildung 2.8, Abbildung 2.11 und Abbildung 2.12. Die für die Simulation relevanten Anlagenkomponenten,

- Turbinenregler und
- Turbinenmodell,

werden in den nachstehenden Kapiteln genauer betrachtet. Bei den dampfbetriebenen Anlagen wird der Kessel als ideal angenommen. Liegt die geforderte Leistung über der momentanen Kessellast, so kann unter gewissen Umständen laut [6] kurzzeitig eine um 6% gesteigerte Leistung aus dem Dampfkreislauf entnommen werden. Je nach Regelungsmodus besteht nicht immer diese Möglichkeit und wird deshalb in den Simulationen nicht berücksichtigt.

Szenarien im Kapitel 0 fordern die Simulation eines Leistungszuwachses der Dampfkessel über einen längeren Zeitraum. Der endliche Leistungsanstieg der realen Anlagen wurde vom Betreiber einheitlich auf 1,3MW/min festgelegt. Dieser Wert wird auf die Nennscheinleistung des Generators bezogen und über den gewünschten Zeitraum integriert. Beim Umschalten in den Inselbetrieb wird der erreichte Leistungswert vom Drehzahlregler übernommen.

Die Generatoren 02, 03, 04 und 05 sind mit Entnahmedampfturbinen ausgestattet, von denen ein Teil der erzeugten Dampfmenge als Prozessdampf für industrielle Zwecke genutzt wird. Der Einfluss der abgezapften Dampfmenge auf das Regelverhalten des Turbinenreglers bzw. auf die abgegebene elektrische Wirkleistung wird in dieser Arbeit nicht

berücksichtigt. Die Dampfenntnahmemenge wird für den Simulationszeitraum als konstant angenommen.

2.5.2 Turbinenregler

2.5.2.1 Dampfturbinenregler

Die verwendeten Regler sind im Aufbau gleich und entsprechen prinzipiell dem Modell des Standardtyps GOVERNOR-SG2.

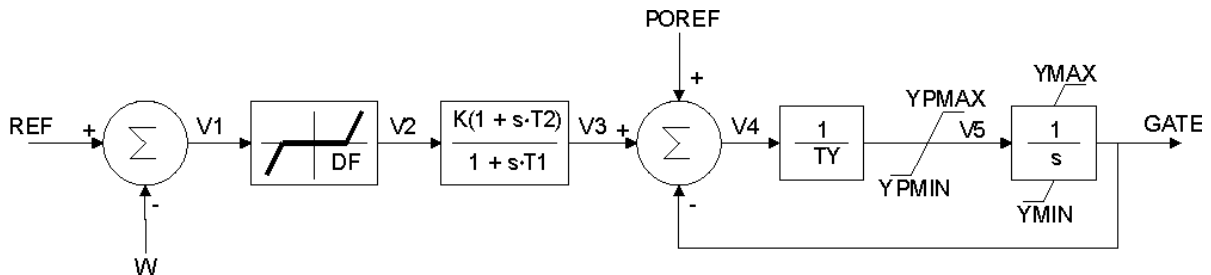


Abbildung 2.8; GOVERNOR-SG2

REF.....	Soll-Drehzahl	K.....	Proportionalbeiwert
W.....	Ist-Drehzahl	T1.....	Zeitkonstante
DF.....	Frequenztotband	T2.....	Zeitkonstante
GATE.....	Ventilstellung	YPMAX.....	Stellventilöffnungsgeschwindigkeit
POREF.....	Initialeistung	YPMIN.....	Stellventilschließgeschwindigkeit
TY.....	Zeitkonstante Stellventil	YMAX.....	Stellventil Positionslimit
		YMIN.....	Stellventil Positionslimit

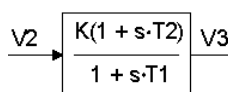
Die einzelnen Komponenten des Primärreglers werden nachstehend erläutert.

Frequenztotband



Beim Verlassen des Frequenzbandes ($49,7\text{Hz} > f > 50,3\text{Hz}$) und Überschreiten der Verzögerungszeit von 200ms (Betreiberangaben) wird der Drehzahlregler aktiviert.

Regler



Der Proportionalbeiwert K legt die bleibende Regelabweichung $\Delta f/f_N$ nach einem Lastabwurf oder einer Lastzuschaltung fest. Diese wird, wie folgt, berechnet:

$$\frac{\Delta f}{f_N} = \frac{1}{K} \cdot \frac{\Delta P}{S_N}$$

Formel 2-25

$$\sigma = \frac{1}{K}$$

Formel 2-26

ΔP entspricht der abgeworfenen oder zugeschalteten Leistung. S_N drückt die Nennscheinleistung des Generators aus. Die bleibende Regelabweichung wird auf die Nennnetzfrequenz f_N bezogen und stellt sich erst im stationären eingeschwungenen Zustand ein, wo die Regelabweichung unter anderem durch die Statik σ bestimmt wird.

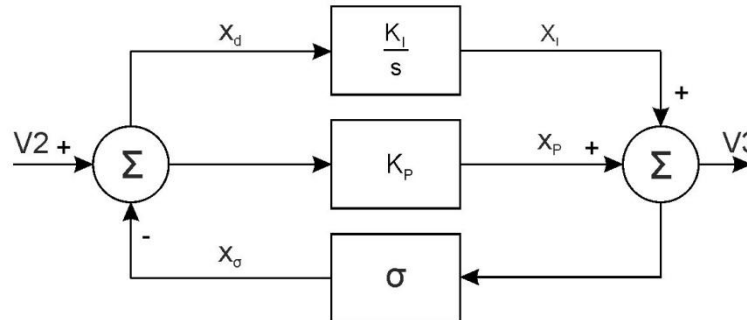


Abbildung 2.9; Parallelstruktur eines PI-Reglers mit Statik

Die vereinfachte Übertragungsfunktion des Drehzahlreglers stellte sich als nicht praktisch für das Feintuning des Reglers dar und wurde als PI-Regler mit ausgeführter Statik wie in Abbildung 2.9 implementiert. Die Vorgehensweise bei der Umrechnung der Parameter sieht wie folgt, aus:

$$x_I = x_d \cdot \frac{K_I}{s}$$

Formel 2-27

$$x_p = x_d \cdot K_p$$

Formel 2-28

$$V_3 = x_d \cdot \left(\frac{K_I}{s} + K_p \right)$$

Formel 2-29

$$x_\sigma = \sigma \cdot V_3$$

Formel 2-30

Durch Einsetzen in nachstehende Gleichung:

$$x_d = V_2 - x_\sigma$$

Formel 2-31

Es ergibt sich:

$$\frac{x_I}{K_I/s + K_p} = V_2 - V_3 \cdot \sigma$$

Formel 2-32

$$G_{(s)} = \frac{y_{(s)}}{x_{(s)}} = \frac{K_i / s + K_p}{1 + (K_i / s + K_p) \cdot \sigma}$$

Formel 2-33

$$G_{(s)} = \frac{K \cdot (1 + s \cdot T_2)}{1 + s \cdot T_1}$$

Formel 2-34

$$G_{(s)} = \frac{1 / \sigma \cdot (1 + s \cdot K_p / K_i)}{1 + s \cdot (1 + K_p \cdot \sigma) / K_i \cdot \sigma}$$

Formel 2-35

Durch Umformen der Formel 2-33 erhält man Formel 2-35, die der Struktur der Formel 2-34 entspricht. Die Parameter des vereinfachten Reglers können, wie folgt, berechnet werden.

$$K = \frac{1}{\sigma}$$

Formel 2-36

$$T_1 = \frac{1 + K_p \cdot \sigma}{K_i \cdot \sigma}$$

Formel 2-37

$$T_2 = \frac{K_p}{K_i}$$

Formel 2-38

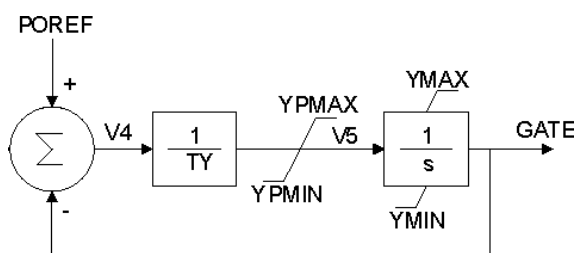
Die Integralverstärkung K_i kann auch über die Nachstellzeit T_N ausgedrückt werden.

$$T_N = \frac{1}{K_i}$$

Formel 2-39

Stellglied

Das Stellglied entspricht dem Frischdampfregelventil, welches sich zwischen dem Dampfkessel und dem Hochdruckteil der Dampfturbine befindet.



Das Differenzsignal V_4 wird mit dem Kehrwert der Stellventilzeitkonstante multipliziert und durch Y_{PMAX} oder Y_{PMIN} begrenzt. Durch Integrieren von V_5 ergibt sich die Öffnungs- bzw. Schließgeschwindigkeit des Regelventils. Y_{MAX} gibt die maximale Ventilstellung in per Unit, bezogen auf die Generatornennscheinleistung. Demnach entspricht die an der Welle anliegende mechanische Maximalleistung in p.u. circa der nachstehenden Formel:

$$Y_{MAX} \approx \frac{\cos \varphi_G}{\eta_G}$$

Formel 2-40

Die Rückführung stellt die Positionsrückmeldung des Ventils dar und bildet einen inneren Regelkreis, der sich stabilisierend auf den Gesamtregelkreis auswirkt. Der Turbinenreglerausgang von Abbildung 2.8 (GATE) wird dem Dampfturbinenmodell (Abbildung 2.11) zugeführt.

Die Parametereinstellungen der Regler der einzelnen Anlagen sind im Anhang in Tabelle 6.3 aufgelistet.

2.5.2.2 Gasturbinenregler

Die prinzipielle Funktionsweise des Reglers entspricht einem Proportionalregler. Die bleibende Regelabweichung ($\Delta f/f_N$) nach einem Lastabwurf wird durch die Reglerstatik R bestimmt und, wie folgt, berechnet:

$$\frac{\Delta f}{f_N} = R \cdot \frac{\Delta P}{S_N}$$

Formel 2-41

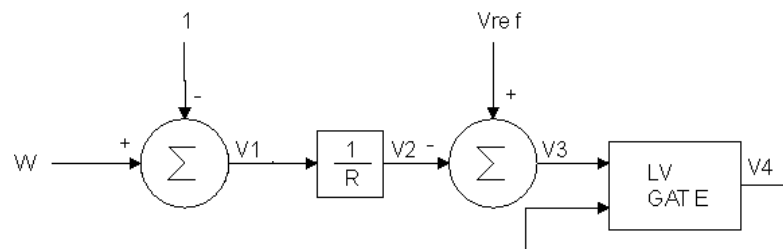


Abbildung 2.10; Gasturbinenregler; Gast

Funktionsbeschreibung

Die Regelabweichung V1 wird über den Proportionalbeiwert 1/R verstärkt und von der Initialleistung der Gasturbine abgezogen. Über das LV-Gate wird eine Minimalwertauswahl zwischen V3 und V9 getroffen und zum Turbinenmodell durchgeschaltet. Die Funktionsweise des Gasturbinenmodells wird in Kapitel 2.5.3.2 erläutert. Sämtliche Parametereinstellungen sind im Anhang in Tabelle 6.5 angeführt.

2.5.3 Turbinenmodell

2.5.3.1 Dampfturbinenmodell

Eine Dampfturbine besteht zumeist aus mehreren Druckstufen (Hoch-, Mittel- und Niederdruckteil). Diese sind über Zwischenüberhitzer oder Überströmrohre miteinander verbunden. Das in Abbildung 2.11 abgebildete Neplan-Modell bietet genügend Funktionen um die geforderten Turbinen nachbilden zu können.

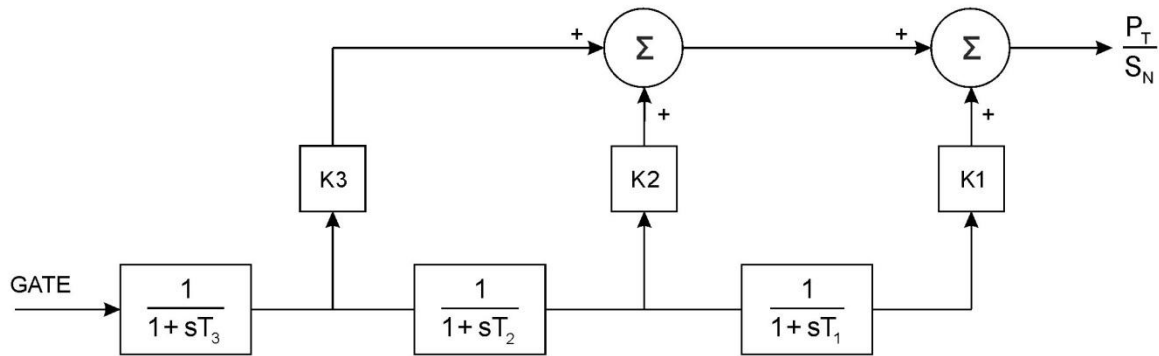


Abbildung 2.11; Dampfturbine; Turbine-ST2

GATEVentilstellung T1,T2,T3.....Zeitkonstante Zeitverzögerungsglied 1.O.
 PT/SN.....Turbinenleistung K1,K2,K3Gewichtungsfaktoren

$$1 = K1 + K2 + K3$$

Formel 2-42

Funktionsbeschreibung

Die Gewichtungsfaktoren obiger Formel geben die Leistungsaufteilung der verschiedenen Druckteile der Dampfturbine an. Die Adiabate Entspannung des Dampfes in der Turbine erfolgt nahezu verzögerungsfrei. Die Überströmrohre und Zwischenüberhitzer werden über Verzögerungsglieder 1. Ordnung implementiert. Die Zeitkonstanten der Überströmrohre sind sehr klein und verzögern die Leistungsumsetzung nur geringfügig. Zwischenüberhitzer hingegen besitzen große Zeitkonstanten und beeinflussen das Gesamtregelverhalten des Blockes maßgeblich. Der Modellausgang entspricht der mechanischen Leistung bzw. an der Welle des Generators und wird dem Synchronmaschinenmodell im Kapitel 2.1 als Eingangssignal zugeführt. Die Parametereinstellungen der Dampfturbinenmodelle der einzelnen Anlagen sind im Anhang in Tabelle 6.4 aufgelistet.

2.5.3.2 Gasturbinenmodell

Im untersuchten Kraftwerk befindet sich eine GUD-Anlage mit Zusatzfeuerung, diese teilt sich in zwei für die Modellierung wichtige Komponenten auf:

- Gasturbine
- Dampfturbine

Für die Modellierung der Gasturbine liegen keine Messdaten vor. Um eine realistische Darstellung zu gewährleisten, wird das in Simulationen häufig verwendete IEEE-Standardmodell GAST verwendet:

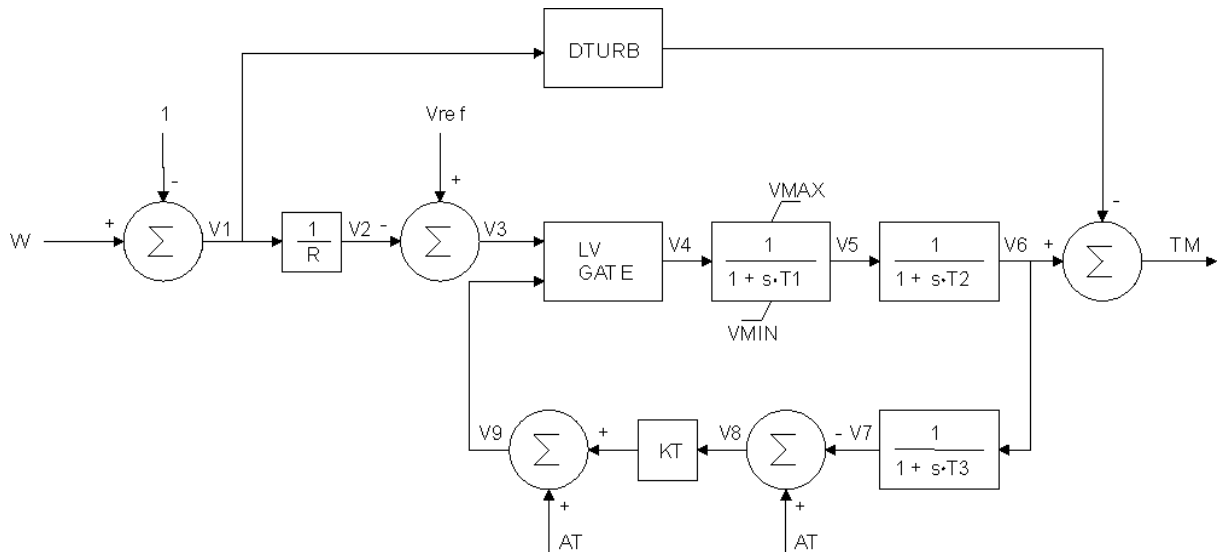


Abbildung 2.12; Gasturbinenmodell; GAST [4]

W	Ist-Drehzahl	R	Statik
TM.....	Drehmomentausgang	DTURB	Turbinendämpferkonstante
Vref	Initialeistung	LV-GATE	Min-Wert Auswahl
AT	Lastlimit	T1	Zeitkonstante Brennstoffsystem 1
VMAX.....	Brennstoffventil Positionslimit	T2	Zeitkonstante Brennstoffsystem 2
VMIN.....	Brennstoffventil Positionslimit	T3	Zeitkonstante Lastbegrenzer
		KT	Temperaturregelverstärkung

Funktionsbeschreibung

Am Eingang wird die Differenz zwischen Soll- und Ist-Drehzahl gebildet. Die Minimalwert-Auswahl (LV-Gate) bewerkstelligt die Leistungsbegrenzung durch die maximalzulässige Abgastemperatur der Gasturbine im oberen Leistungsbereich. T1 charakterisiert die Zeitkonstante des Brennstoffventils und wird nach oben und unten in seiner Position begrenzt. Die zweite Zeitkonstante des Brennstoffsystems T2 repräsentiert die Einspritzzeitkonstante der Ventile, bevor das Gas verbrennt und in Bewegungsenergie umgesetzt wird. Die Nachbildung der Turbinendämpfung geschieht über die Turbinendämpferkonstante, die direkt vom Ausgangssignal abgezogen wird. TM entspricht dem mechanischen Drehmoment auf der Welle und wird über das Synchronmaschinenmodell in elektrische Wirkleistung umgesetzt. Die Parametereinstellungen des Gasturbinenmodells sind in der Tabelle 6.5 im Anhang angeführt.

Anmerkungen zum Modell

In [7] wird darauf hingewiesen, dass das GAST-Modell (Abbildung 2.12) eine unzureichende Genauigkeit im oberen Leistungsbereich, wo die Leistungsbegrenzung durch die maximale Abgastemperatur eingreift, aufweist. In den Simulationen im Kapitel 3 wird dieser kritische Bereich nur für wenige Sekunden lang erreicht und stellt eine äußerst geringe Beeinflussung der Simulationsergebnisse dar und wird akzeptiert. Weiters darf die Gasturbine nicht unter einer Mindestleistung von 4MW betrieben werden.

2.6 Verifikation der Turbinenregelmodelle

2.6.1 Allgemein

Von Seiten des Betreibers wurden bei nahezu allen Kraftwerksblöcken Abwurfversuche durchgeführt. Die Leistung der Blöcke wurde auf ihren Eigenbedarf, durch Öffnen des überspannungsseitigen Leistungsschalters des Blocktransformators, reduziert. Die Leistung des Eigenbedarfs entspricht ca. 5-10% der Nennleistung. Wird der Generator von einem üblichen Betriebspunkt aus (ca. 80% der Generatornennleistung) auf die Eigenbedarfsleistung abgeworfen, würde der Generator trotz Einwirken des Drehzahlreglers wegen Überdrehzahl ausfallen. Um dem entgegenzuwirken, wird die Rückmeldung Leistungsschalter-AUS dem Turbinenregler zugeführt und veranlasst ihn sofort auf Drehzahlregelung umzustellen, ohne die eingestellte Verzögerungszeit abzuwarten.

Beim Block 07 werden zusätzlich die Dampfregelventile auf eine vordefinierte Stellung, die circa der Leistung des Eigenbedarfs entspricht, gestellt. Dieses Voreingreifen in die Regelung entspricht nicht dem Drehzahlregelverhalten im Inselbetrieb und gestattet nicht die Verwendung dieser Messdaten (gilt nur für G07).

Um adäquate Messergebnisse zu erhalten, die eine genauere Modellierung des Primärreglers und des Zeitverhaltens der Turbinen zulassen, muss auf den Generator, der sich bereits im Inselbetrieb befindet, eine entsprechend große Last zugeschaltet oder abgeschaltet werden. Durch das Bestreben des Betreibers, die Stehzeiten seiner Anlagen so gering als möglich zu halten, und wegen der geringen Verfügbarkeit von Lasten im Megawattbereich, die problemlos abgeschaltet werden können, ist die Durchführung solcher Versuche sehr aufwendig und schwierig zu bewerkstelligen.

2.6.2 Gasturbinenmodell

Für die Verifikation der Gasturbine standen keine Messdaten zur Verfügung. Es wurden Turbinenreglereinstellungen von einer 35MVA Referenzmaschine aus [8] verwendet.

2.6.3 Dampfturbinenmodell

Beim Block 04 wurden Versuche durchgeführt und mit genügend hoher Auflösung aufgezeichnet.

2.6.3.1 Versuchsablauf Block04

Der Generator 04 wird von einem bestimmten Lastpunkt aus auf seine Eigenbedarfsleistung abgeworfen. Nach dem Abwurf befindet sich der Generator im Inselbetrieb und versorgt seinen Eigenbedarf mit elektrischer Energie. Um einen Wirklastsprung zu erzeugen, wurden zwei Pumpen im Schweranlauf gleichzeitig auf das Inselnetz zugeschaltet (Abbildung 2.15). Aus diesen Messungen konnten die normierte Trägheitskonstante H und die Turbinenreglerparameter ermittelt und angeglichen werden.

2.6.3.2 Ermittlung der normierten Trägheitskonstante H

Zum Zeitpunkt des Abwurfs besteht ein Ungleichgewicht zwischen der mechanisch erzeugten Leistung und der elektrisch verbrauchten Wirkleistung. Der transiente Ausgleichsvorgang wird über die Bewegungsgleichung der Synchronmaschine beschrieben. Die Steigung der Frequenz über die Zeit ergibt sich durch Einwirken von H und durch das Angleichen von elektrischer und mechanischer Leistung, bis sich ein neuer stationärer Zustand einstellt. Durch entsprechendes Umformen wird der Frequenzgradient über die nachstehende Formel beschrieben [1].

$$\frac{df}{f_N} / dt = \frac{1}{2 \cdot H_{\text{System}}} \cdot \frac{P_m(t) - P_e(t)}{S_N} \quad \text{Formel 2-43}$$

Linearisiert man Formel 2-43 zum Zeitpunkt des Lastwechsels und entspricht die Laständerung einem Sprung, so erhält man folgende Gleichung:

$$\frac{\Delta f}{f_N} / \Delta t = \frac{1}{2 \cdot H_{\text{System}}} \cdot \frac{P_m - P_e}{S_N} \quad \text{Formel 2-44}$$

Die normierte Trägheitskonstante H des gesamten Systems berechnet sich zu,

$$H_{\text{Antriebsstrang}} = H_{\text{System}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{P_m - P_e}{S_N} \cdot \frac{\Delta t}{\Delta f / f_N} \quad \text{Formel 2-45}$$

$H_{\text{Antriebsstrang}}$ entspricht dem H_{System} , da der Einfluss der Eigenbedarfsverbraucher (Speisewasserpumpe: 1MVA Asynchronmaschine) im Vergleich zum Generator (33,3MVA Synchronmaschine) vernachlässigbar klein ist. Die elektrische Leistung P_e wird nach dem Lastsprung bei ca. 4,4s in Abbildung 2.15 abgelesen. Die mechanische Leistung P_m entspricht circa der elektrischen Leistung vor Eintritt des Lastsprungs (Kupferverluste im Generator und der Zuleitungen vernachlässigt). Der Frequenzgradient wird durch Anlegen einer Geraden wie in Abbildung 2.13 ermittelt.

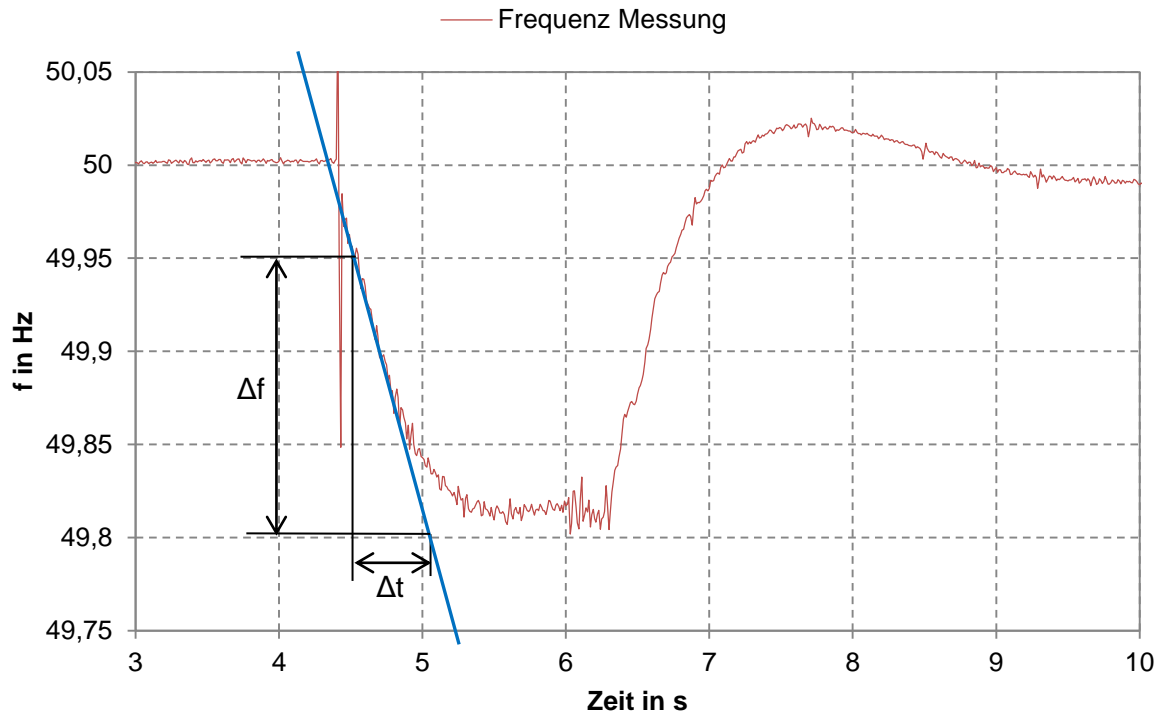


Abbildung 2.13; Ermittlung von H über den Frequenzgradienten

Die ermittelte normierte Trägheitskonstante beträgt 4,41s. Es wurden noch 2 weitere Messungen ausgewertet und der Mittelwert gebildet:

$$H_{\text{Antriebsstrang04}} = 4,57\text{s}$$

Zusätzlich konnte noch eine weitere Messung mit ausreichender Genauigkeit vom Generator 06 ausgewertet werden (Lastabwurf auf EB):

$$H_{\text{Antriebsstrang06}} = 8,33\text{s}$$

Für die Ermittlung der normierten Trägheitskonstante dürfen auch die Messreihen aus den Abwurfversuchen verwendet werden, da die Steigungstangente innerhalb der ersten 0,5s, nach der Auftrennung angelegt wird und ein Eingreifen der Turbinenregler in dieser Zeit ausgeschlossen ist. Für die Verwendung von Messdaten des G07, gilt nur jener Bereich zur Steigungsanlegung, in dem sichergestellt ist, dass das Dampfregeventil noch keinen merklichen Einfluss auf die Turbinenleistung hat.

Diskussion

Die bereits berechnete normierte Trägheitskonstante des gesamten Antriebsstrang des G04 aus der Tabelle 2.1 ergibt den Wert 2,63s. Der aus der Messung ermittelte Wert entspricht 4,57s und der aus der Fachliteratur [1], [2] stammende 8-16s (Berechnung mit Formel 2-46). Diese starke Streuung ist inakzeptabel und erfordert eine genauere Betrachtung.

Wenn das H der Dampfturbine nicht bekannt ist, wird in [1] auf folgende Faustformel verwiesen:

$$H_{\text{Antriebsstrang,Faustformel}} = 2 \cdot H_{\text{Generator}} \quad \text{Formel 2-46}$$

Der in der Literatur angegebene Wertebereich von 4-8s bezieht sich auf zweipolige Turbogeneratoren mit massivem Vollpolläufer ohne Turbine und übersteigt die mit der Formel 2-6 und Formel 2-7 berechneten Werte desselben Maschinentyps mit gleicher Drehzahl bei weitem (1,315s). Der Faktor 2 in Formel 2-46 scheint nicht ausreichend groß zu sein, da das gemessene Trägheitsmoment aus drei verschiedenen Messungen gemittelt 4,57s beträgt und korrekt ist. Diese Erkenntnisse sprechen gegen das Verwenden der Faustformel. Die für das Simulationsszenario verwendeten normierten Trägheitskonstanten werden, wenn nicht aus Messungen bekannt, mit der nachstehenden Formel berechnet:

$$H_{\text{Antriebsstrang,real}} = 5,6 \cdot H_{\text{Generator}} \quad \text{Formel 2-47}$$

Die normierte Trägheitskonstante $H_{\text{Antriebsstrang}}$ ist vom Generator 04 bzw. 05 und 06 aus Messungen bekannt. Aus diesen Werten wurde der Faktor 5,6 obiger Formel ermittelt. Abschließend wird erwähnt, dass jede Dampfturbine unterschiedlich aufgebaut ist. Die teilweise verschieden schnell drehenden Turbinenteile (HD-, MD- und ND-Teil) und die Variationsmöglichkeiten im Aufbau beeinflussen die Höhe des Trägheitsmoments beträchtlich. Eine zufriedenstellende Ermittlung von H bietet die Auswertung von Messergebnissen, wie in Abbildung 2.13 dargestellt.

2.6.3.3 Abgleich der Turbinenmodellparameter Block04

Das Turbinenmodell für den Block04 enthält folgende Komponenten, an denen Parametereinstellungen vorgenommen wurden:

- Turbinenregler
- Dampfturbine

In Abbildung 2.14 wird das Gesamtregelschema mit den einzelnen Übertragungsfunktionen dargestellt und repräsentiert prinzipiell das im Netzberechnungsprogramm implementierte Modell.

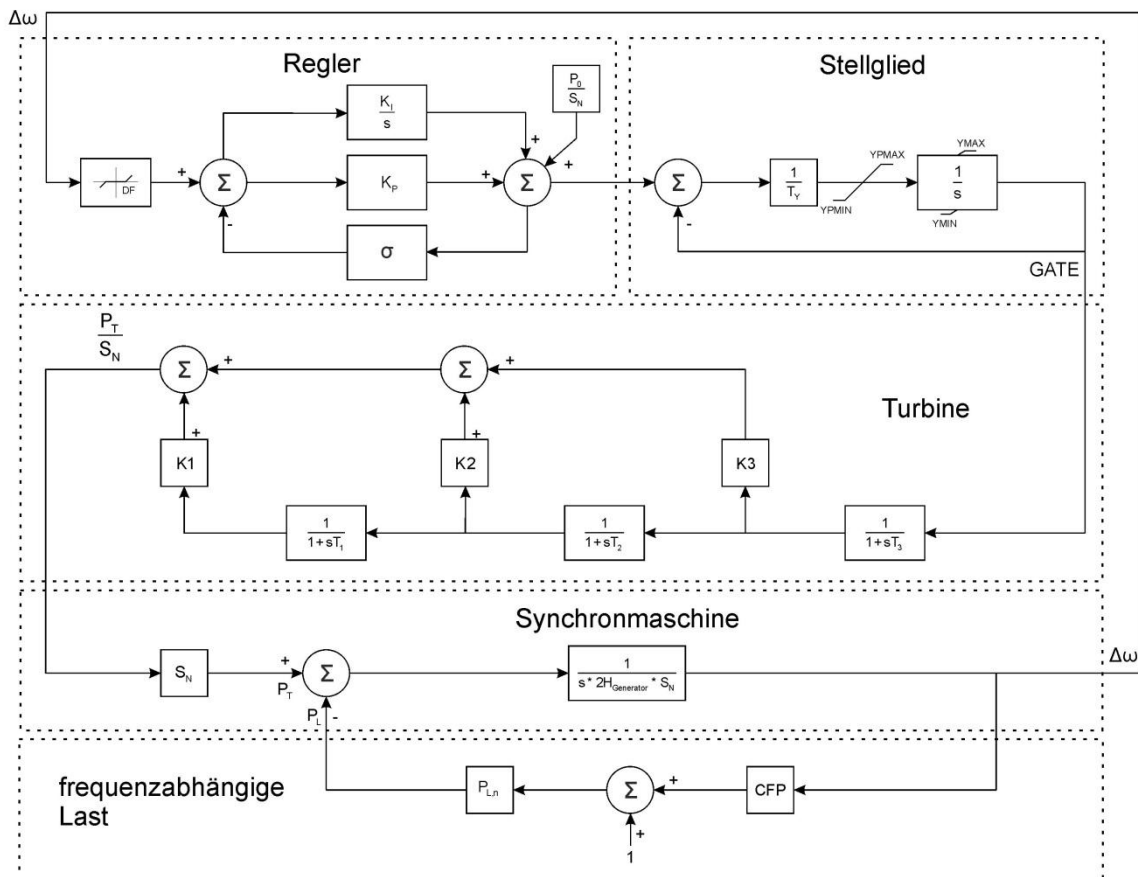


Abbildung 2.14; Blockregelschema des Block04 mit Frequenzabhängiger Last

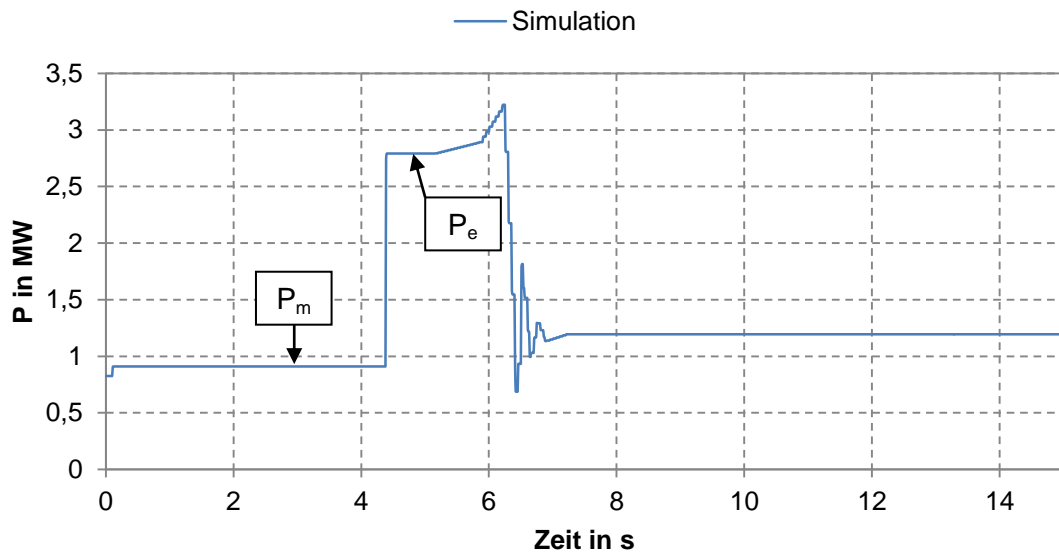


Abbildung 2.15, Wirkleistungsverlauf der zugeschalteten Pumpen

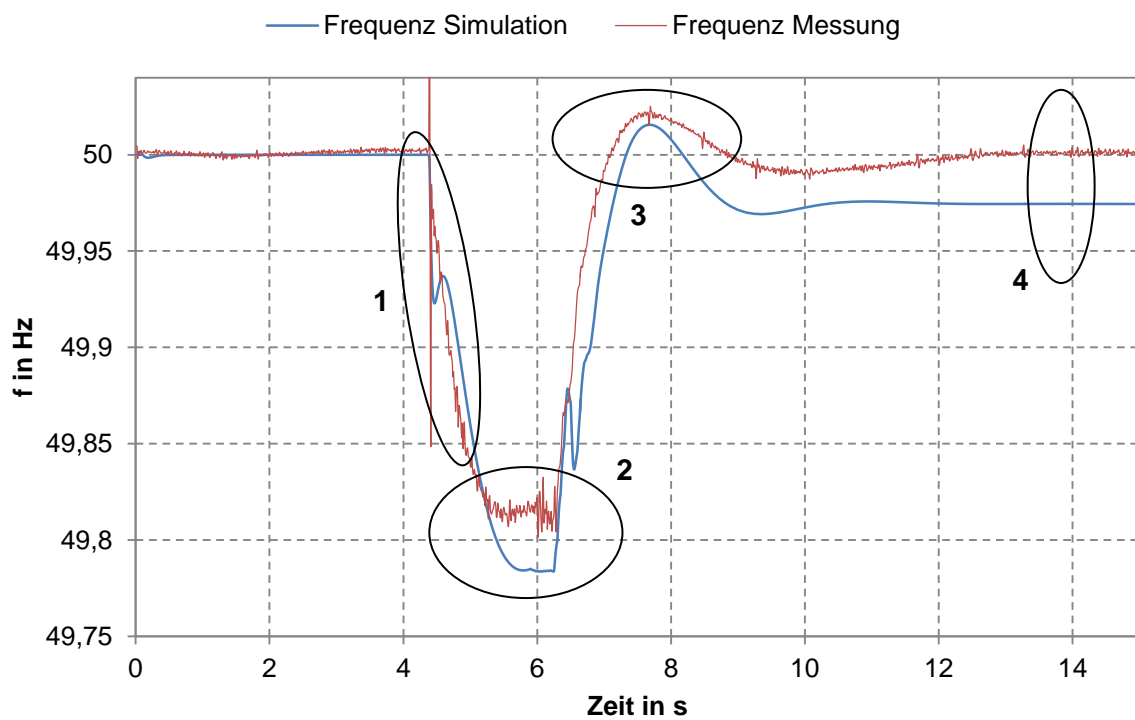


Abbildung 2.16; Inselnetz-Frequenzverlauf bei Pumpenanlauf

Nachstehende Punkte beziehen sich auf Abbildung 2.14, Abbildung 2.15 und Abbildung 2.16. Die von [1], [4] und [9] angegebenen Standardparameterwerte wurden nur gegebenenfalls angeglichen.

1. Die im Synchronmaschinenmodell enthaltene Trägheitskonstante H des Antriebsstranges wird, wie im Kapitel 2.6.3.2 ermittelt, eingegeben. Sie und die Lastdifferenz zum Zeitpunkt des Lastsprungs bestimmen den Gradienten, mit dem die Frequenz abfällt. Die Kennlinie der Simulation (blau) zeigt, dass das ermittelte H einen realistischen Wert besitzt. Die Kurve verläuft parallel zur Kennlinie der Messung (rot).
2. Der transiente Frequenzeinbruch wird hauptsächlich von dem Proportionalbeiwert K_P des Reglers, der Stellgeschwindigkeit des Regelventils und der Verzögerungszeiten des Turbinenmodells beeinflusst. Durch die aufgefächerte Darstellung des Reglers (Abbildung 2.9) kann das K_P separat und ohne Auswirkung auf andere Größen eingegeben werden. Durch Anpassen von K_P konnte kein ausreichend schnelles Abfangen des Frequenzverfalls erzielt werden. Die zeitliche Verschiebung zwischen Reglerausgang (GATE) und Turbinenausgang wurde durch Verkleinern der Zeitkonstanten T_2 und T_3 im Turbinenmodell erreicht. Um das gewünschte Überschwingen zu erzielen, wurde zusätzlich die Zeitkonstante T_Y im Stellglied halbiert. Der Einschwingvorgang konnte durch Anpassen des Integralbeiwerts K_I optimiert werden. Betrachtet man den waagerechten Verlauf der Messung, so zeigt sich ein quasi eingeschwungener Zustand der einer eingestellten Statik von 6% entspricht. Dieser Wert wird durch die Formel 2-25 und Formel 2-26 berechnet und im Regelmodell als σ eingetragen. Das geringe Überschwingen der Frequenz im Simulationsmodell wird akzeptiert, da bei den Simulationsszenarien nach „Worst Case“-Fällen gesucht wird.
3. Das Schwingungsverhalten nach oben ergab sich aus den Einstellungen im Punkt 2 und bestätigt die gute Annäherung an das reale System.
4. Da beim Block 04 eine Statik von 6% eingestellt ist, sollte die Messung eine ähnlich große Regelabweichung wie die Simulation aufweisen. Dies erklärt sich durch die im Turbinenregler eingestellte Sollwertnachführung, die die durch die Statik verursachte Frequenzabweichung kompensiert.

Der Frequenzverlauf beim Abwurf auf die Eigenbedarfsleistung ist ebenfalls bekannt und wurde mit dem angeglichenen Modell simuliert. Es kam zu einem erhöhten Überschwingen der Frequenz (50,82Hz vs. 51,5Hz).

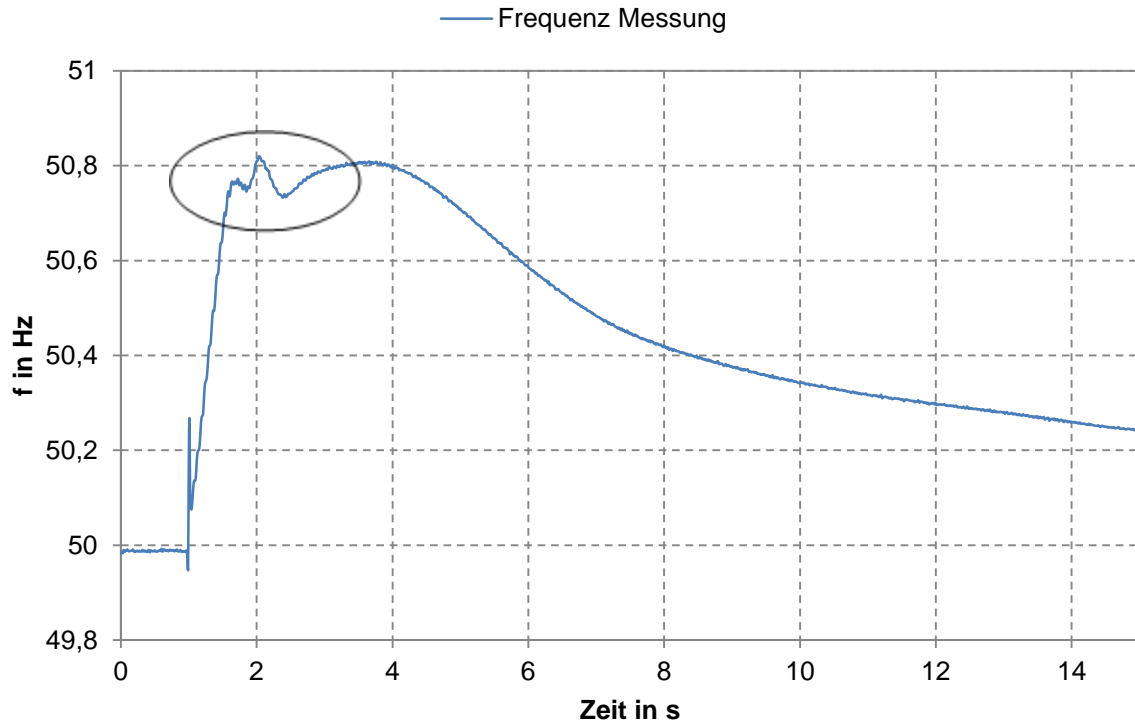


Abbildung 2.17; Inselnetz-Frequenzverlauf bei Abwurf auf Eigenbedarfsleistung

Der Frequenzverlauf der Messung weist einen nicht linearen Verlauf beim Überschwingen auf (Abbildung 2.17). Dies deutet darauf hin, dass im Turbinenregler übergeordnete Regeleinrichtungen eingesetzt sind, die bei Überschreiten eines bestimmten Frequenzgradienten in die Regelung eingreifen. Weiters besitzt die reale Anlage über Umleitstationen und Überdachventile, die den überschüssigen Dampf ableiten. Um ein solches Verhalten mit Modellen nachbilden zu können, bedarf es einer eingehenden Untersuchung der Anlage, des Turbinenreglers und dessen Regelverhalten. Diese Untersuchung wäre sehr zeitaufwendig und würde eine Absprache mit dem Hersteller voraussetzen.

3 Simulation

3.1 Simulationsbeschreibung

Die Simulationen wurden mit dem Netzberechnungsprogramm Neplan durchgeführt. Das eingesetzte Modul „Dynamische Simulation“ dient zur Berechnung von Ausgleichsvorgängen im Netz und der Ermittlung der transienten Stabilität der Generatoren. Die objektorientierte Programmarchitektur lässt ein Setzen von Ereignissen während der Simulation zu und eignet sich gut für die durchzuführenden Berechnungen. Bei jedem Ereignis (z.B. Abschalten einer Freileitung) werden die Differenzialgleichungen neu aufgestellt und deren Startwerte berechnet. Der dynamischen Simulation geht eine Lastflussrechnung nach Newton-Raphson voraus, welche die Initialwerte für die Gleichungen liefert. Weiters ist die Implementierung von externen Regelkreisen möglich, die eine individuelle Anpassung der Modelle erlaubt. Das dynamische Simulationsmodul verwendet zur Berechnung der transienten Stabilität nur das Mitsystem der symmetrischen Komponenten und schließt eine Berechnung unsymmetrischer Ausgleichsvorgänge aus.

Die mit dem Betreiber ausgearbeiteten Simulationsszenarien teilen sich grob in zwei Maßnahmen auf:

- Netzkupplung der Netzgruppen 3 und 4 im Umspannwerk-Hütte Süd
- 30 kV-Inselbildung, verursacht durch verschiedene Ereignisse im 110 kV-Netz

Der allgemeine Netzaufbau wird in nachstehender Abbildung dargestellt:

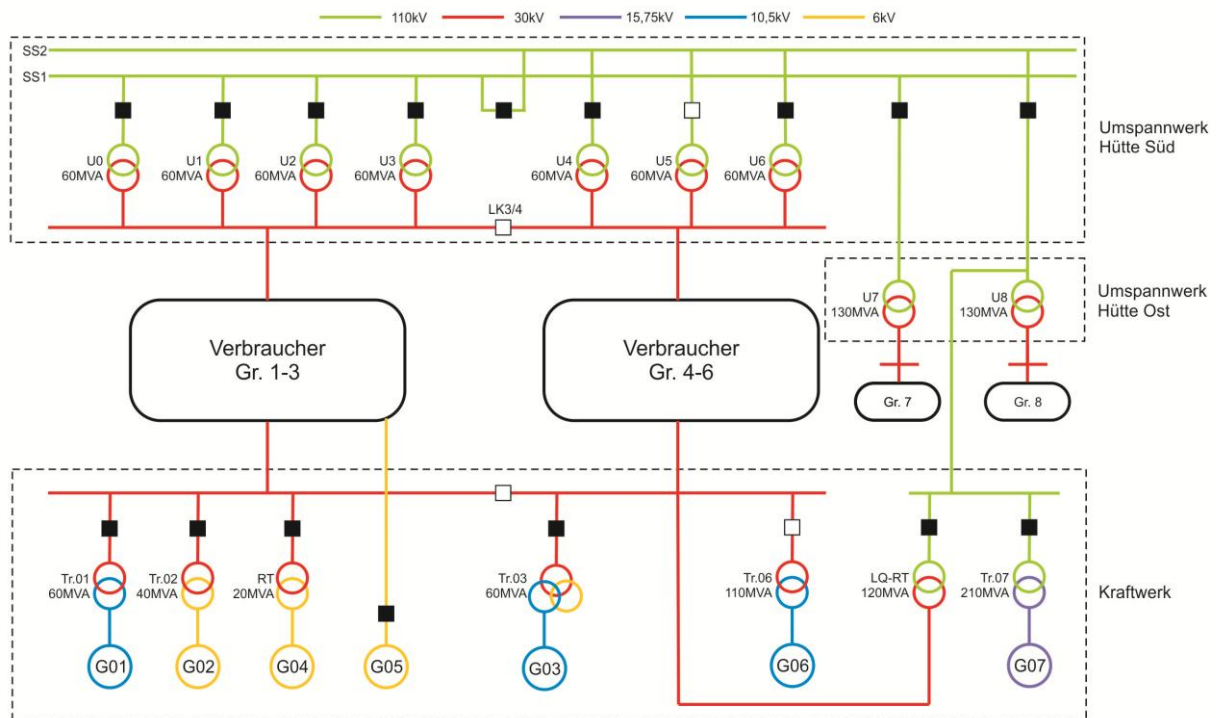


Abbildung 3.1; Netzaufbau mit typischem Schaltzustand im ungestörten Betrieb

3.2 Netzkupplung der Netzgruppen 3 und 4

3.2.1 Allgemeine Zielsetzungen

Die Aufgabenstellung sieht die Berechnung des Ausgleichsstroms über die 30 kV-Längskupplung 3/4 (LK3/4) vor, der beim Zusammenschalten der vorderen und hinteren Netzgruppe auftritt. Das Zuschalten der Kupplung verhindert ein Abgleiten der Netzgruppe in den Inselbetrieb und stabilisiert jene Netzhälfte. Es werden Szenarien gesucht, die einen größtmöglichen Ausgleichsstrom ergeben. Bei dem untersuchten Netz handelt es sich um ein 30 kV-Kabelnetz, welches in zwei Netzgruppen aufgeteilt ist: die Gruppe 1-3 bzw. die Gruppe 4-6 (siehe Abbildung 3.1). Die Gruppe 7 spielt eine untergeordnete Rolle, da sie bei Ausfall der 110 kV-Sammelschiene 1 im Umspannwerk Hütte Süd ebenfalls spannungslos wird. Die Gruppe 8 beeinflusst das Simulationsergebnis, wenn der Generator 07 in Betrieb ist. Der allgemeine chronologische Ablauf mit den gesetzten Ereignissen sieht, wie folgt, aus:

- 110 kV-Kurzschluss einer SS
- Öffnen aller 110 kV-Leistungsschalter dieser SS
- Schließen der 30 kV-LK3/4 im UW-Hütte Süd

Das Schließen der Kupplung hat eine erhöhte Kurzschlussleistung auf der 30 kV-Sammelschiene im Umspannwerk zur Folge und entspricht einem nicht betriebsmäßigen Zustand, der die Anlage gefährdet.

3.2.2 Simulationsablauf

In diesem Kapitel wird der Ablauf der Simulation anhand eines Szenarios gezeigt. Der für diesen Berechnungsfall festgelegte chronologische Ablauf wird nachstehend dargestellt.

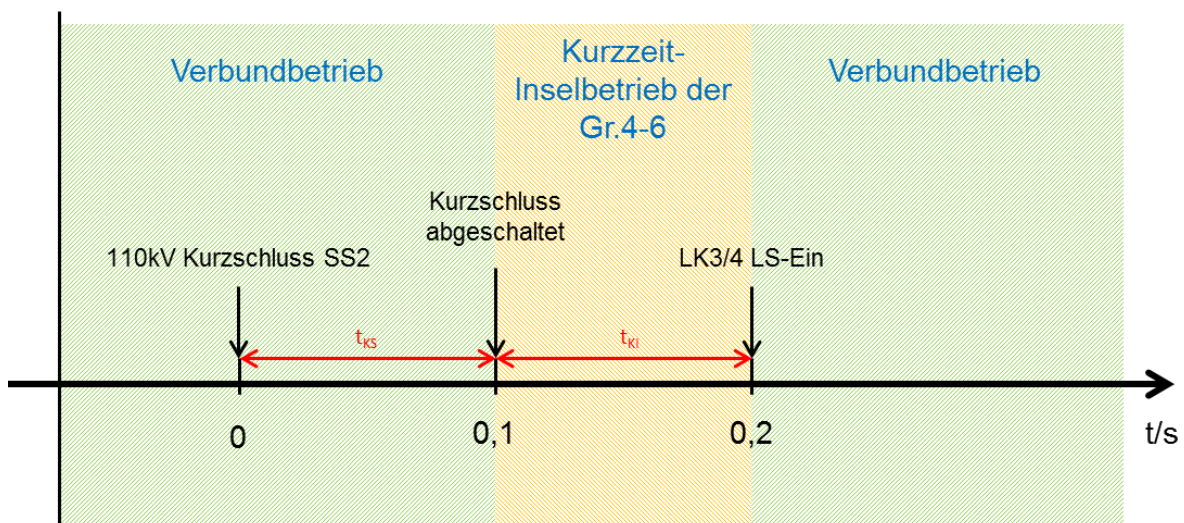


Abbildung 3.2; Chronologischer Ablauf des Szenarios 6

Die Netzkonfiguration vor dem Kurzschlusseintritt entspricht der Abbildung 3.3 und wird am Beispiel des Szenarios 6 illustriert:

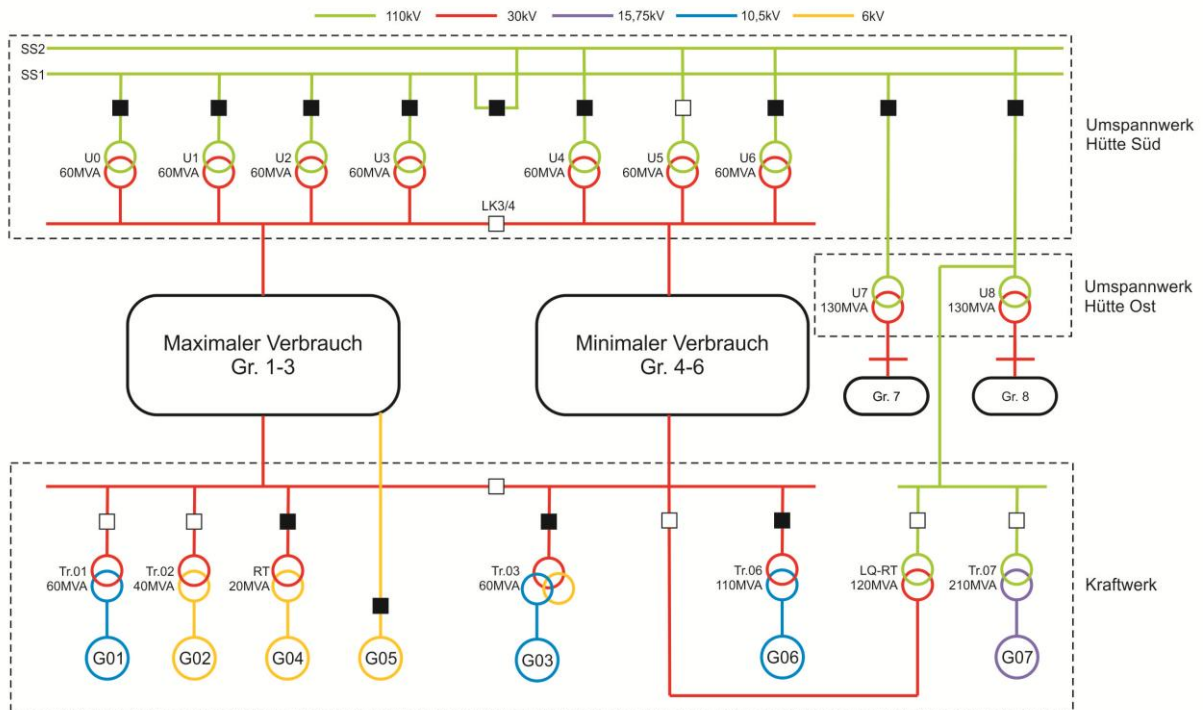


Abbildung 3.3; Netzkonfiguration, Szenario 6 vor Kurzschlusseintritt

Zum Zeitpunkt $t=0s$ wird ein Kurzschluss auf der 110 kV-Sammelschiene 2 (SS2) gesetzt. Nach 100ms wird der Kurzschluss über die betroffenen 110 kV-Leistungsschalter (LS) selektiv abgeschaltet ($t=0,1s$). Entsprechend dem Auslösen der Schalter, sind alle Verbindungen zum Außennetz getrennt. Die Gruppe 4-6 befindet sich im Inselbetrieb. Dieser vorübergehende Zustand wird in Abbildung 3.4 abgebildet:

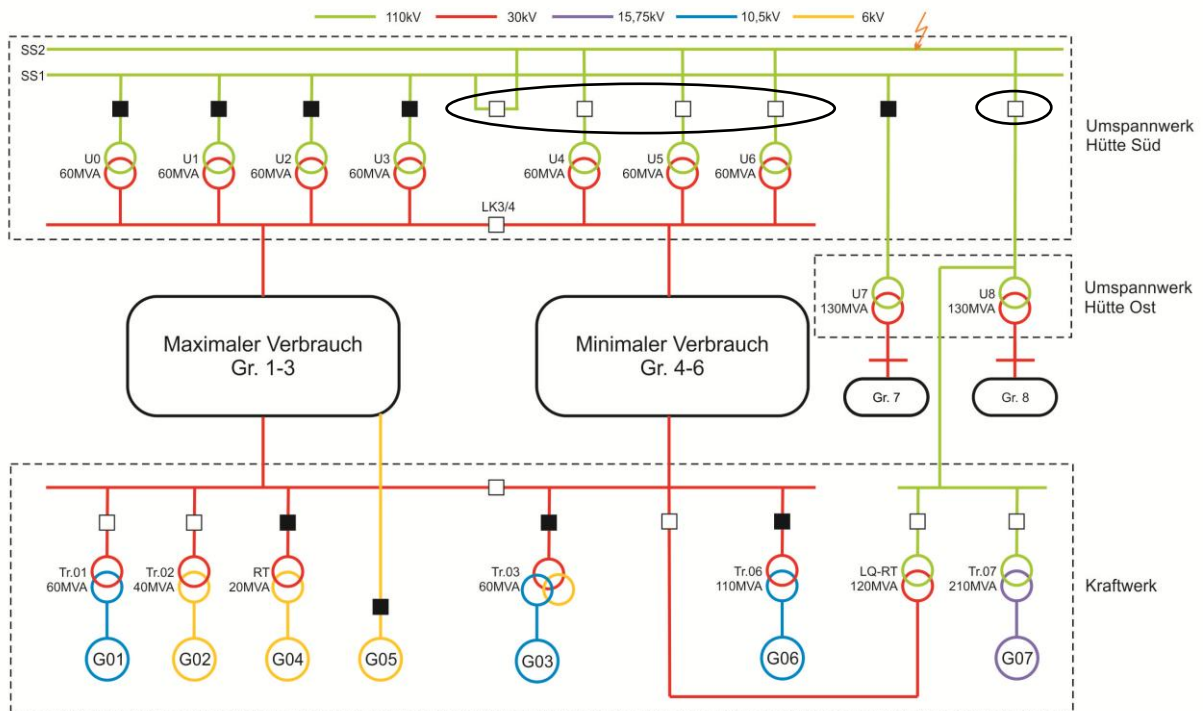


Abbildung 3.4; 110 kV-Kurzschluss SS2, Gruppe 4-6 und 8 ohne Verbindung zum Außennetz

Die Kurzzeitinsel wird durch Schließen der 30 kV-Längskupplung 3/4 im Umspannwerk Hütte Süd aufgehoben ($t=0,2s$). Es wird eine Zeitverzögerung von 100ms zwischen dem Abschalten des Kurzschlusses und dem Zuschaltzeitpunkt der Kupplung angenommen.

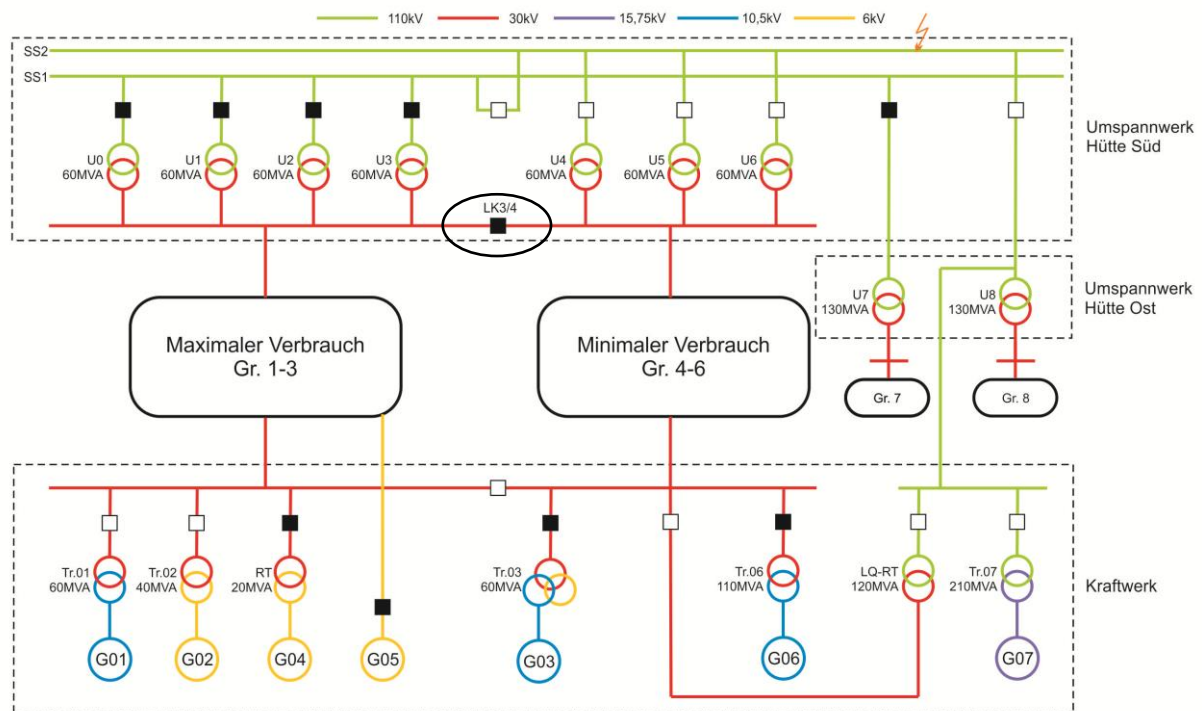


Abbildung 3.5; 110 kV-Kurzschluss SS2, Gruppe 4-6 wieder synchron mit Außennetz

Obige Abbildung zeigt den Endschaltzustand nach der automatisierten Abfolge an Schaltvorgängen. Grundsätzlich gilt der Ablauf für jedes Szenario. Je nach Kurzschlussort (SS1 oder SS2) fällt die vordere oder hintere Netzhälfte in den kurzzeitigen Inselbetrieb. Wenn der G07 in Betrieb ist, speist er über den Längsquerregeltransformator in das 30 kV-Netz bzw. über die 110 kV-Freileitung in das UW-Hütte Süd ein und ersetzt den G06 (siehe Abbildung 3.1).

3.2.3 Maximaler Ausgleichsstrom

Gemäß dem Ablauf im Kapitel 3.2 startet die Simulation mit einem 110 kV-Kurzschluss auf einer Sammelschiene. Nach einer bestimmten Zeit wird der Kurzschluss abgeschaltet und jene Netzhälfte, die von der kurzschlussbehafteten Sammelschiene gespeist wurde, verfügt nun über keine Verbindung zum Außennetz und befindet sich im Inselbetrieb. Durch das Zuschalten der 30 kV-LK3/4 wird diese Netzhälfte quasi asynchron mit dem Außennetz verbunden. Es gilt diesen Ausgleichsstrom über die LK3/4 zu maximieren. Die folgenden Punkte zeigen, von welchen Faktoren der Ausgleichsstrom abhängig ist.

1. Stationäre Spannungswinkeldifferenz zwischen der 30 kV-Gruppe 3 und 4 im UW-Süd

Die Wirk- und Blindleistung eines Netzes lässt sich in jedem Punkt aus Betrag und Winkel der Knotenspannung ermitteln. Über die Lastflussrechnung des Netzberechnungsprogramms werden die Spannungswinkel der Gruppe 3 und 4 auf der 30 kV-Spannungsebene im UW-Hütte Süd berechnet. Vor Fehlereintritt ergibt sich aus der Differenz der beiden, der stationäre Ausgleichsstrom über die Kupplung.

2. Dynamische Frequenz- und Spannungswinkeldifferenz zwischen der 30 kV-Gruppe 3 und 4 im UW-Hütte Süd

Die dynamische Spannungswinkeländerung wird maßgeblich von jener Netzhälfte bestimmt, die sich in der Kurzzeitinsel befindetet. Der Netzteil, der mit dem Außennetz verbunden ist, kehrt nach Abschalten des Kurzschlusses wieder in seinen Ausgangszustand zurück. Die im Inselbetrieb befindliche Netzhälfte weist, je nach Wirkleistungsbilanz, eine positive oder negative Winkel- bzw. Frequenzabweichung auf. In Abbildung 3.6 wird der Frequenz- und Spannungswinkeldifferenzverlauf zwischen dem starren und dem Inselnetz gezeigt. Die positive Frequenz- bzw. Spannungswinkeländerung weist auf einen Erzeugungsüberschuss in der im Inselbetrieb befindlichen Netzhälfte hin, der das Inselnetz weiter beschleunigt.

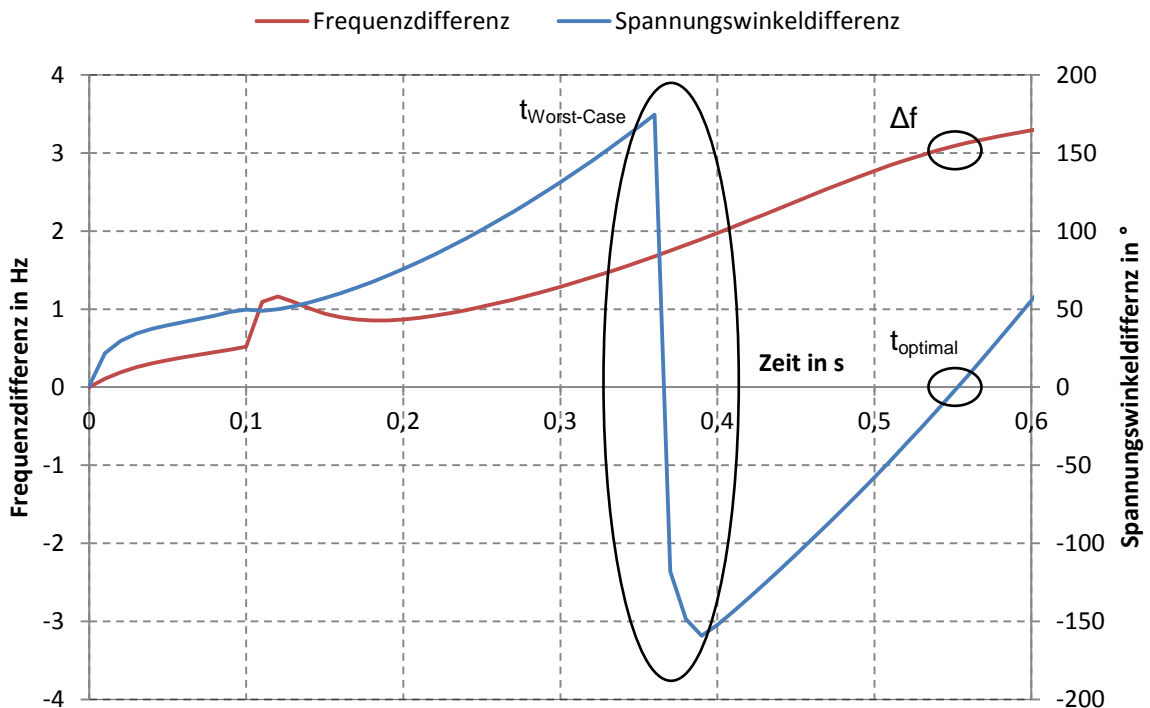


Abbildung 3.6; Darstellung der Frequenz- und Spannungswinkeldifferenz zwischen dem Insel- und starren Netz

Obige Abbildung zeigt die optimalen bzw. die Worst-Case Zuschaltaugenblicke:

- $t_{\text{Worst-Case}}=0,36\text{s}-0,39\text{s},\dots$
Die Winkeldifferenz von $\pm 180^\circ$ entspricht einem Zusammenschalten von zwei Netzhälften in Gegenphase und ergibt einen maximalen Ausgleichsstrom über die Längskupplung.
- $t_{\text{optimal}}=0\text{s}, 0,55\text{s},\dots$
Zu diesen Zeitpunkten ist der Ausgleichsstrom minimal, jedoch steigt die Frequenzdifferenz mit der Zeit an und gefährdet die Stabilität der Generatoren. (siehe Kapitel 3.2.6.3 und 3.2.7)

3. Kurzschlussleistung im Netz

Im Zuschaltaugenblick wird die Spannungsdifferenz zwischen der Gruppe 3 und 4 über die Impedanzen der beiden Netze kurzgeschlossen. Je niedriger die Kurzschlussnetzimpedanz, desto höher fällt der Ausgleichsstrom aus.

3.2.4 Transiente Stabilität

Nach einer Störung ist die transiente Stabilität der Generatoren die Grundvoraussetzung für das ordnungsgemäße Weiterbetreiben des Netzes. Der theoretische Hintergrund der dynamischen Stabilität wird in [1] auf Seite 91 erläutert. Für diese Untersuchungen wird der Begriff Stabilität, wie folgt, definiert:

Es ist ein Zustand der Generatoren, in dem sie nach Eintreten einer Störung synchron mit dem Netz verbunden bleiben und die Ausgleichsschwingungen abklingen.

Die Einflussgrößen auf die transiente Stabilität werden nachstehend angeführt:

1. Wirkleistungsabgabe P_T des Generators vor Fehlereintritt

Werden die Generatoren vor Fehlereintritt mit geringer Wirkleistung betrieben, ergibt sich ein kleinerer Polradwinkel ϑ_0 . Durch das geringere antreibende Moment beschleunigt das Polrad weniger stark.

2. Wirkleistungsabgabe des Generators während des Fehlers

Während des Fehlers ist die Wirkleistungsabgabe des Generators gering. Das Polrad beschleunigt proportional zu der Differenz zwischen der mechanisch zugeführten Leistung und der elektrisch abgeführten Wirkleistung über den Generator.

3. Netzseitige Kurzschlussleistung

Je größer die nach dem Fehlereintritt auftretende Kurzschlussleistung des Netzes ist, desto größer ist das auftretende Bremsmoment am Generator.

4. Generatorreaktanz X_d , X_d'

Eine kleine Generatorreaktanz X_d bedeutet einen kleinen Polradwinkel ϑ_0 vor Fehlereintritt. Während des transienten Ausgleichsvorgangs wirkt die transiente Generatorreaktanz X_d' . Kleine Reaktanzen führen zu einer Erhöhung der maximal abgebbaren Wirkleistung.

5. Mechanisches Trägheitsmoment von Generator und Turbine

Große Trägheitsmomente führen zu einer langsameren Bewegung des Polrades.

6. Erregung des Generators, innere Spannung U'

Eine hohe innere Spannung erhöht die maximal abgebbare Wirkleistung des Generators. Durch Modifikation des Spannungsreglers kann Pendelbewegungen des Polrades entgegengewirkt werden, was die Stabilität erhöht.

7. Regelgeschwindigkeit der Erregereinrichtung

Erregereinrichtungen mit Erregermaschine weisen höhere Zeitkonstanten im Übertragungsverhalten auf. Diese wirken sich negativ auf die transiente Stabilität aus. Generatoren, die über diesen Erregertyp verfügen, werden in Tabelle 2.6 angeführt.

8. Fehlerabschaltzeit

Je kürzer die Fehlerdauer, desto geringer ist die beschleunigende Energie, die auf den Generator wirkt.

3.2.5 Erstellung der Simulationsszenarien

Der Zielsetzung entsprechend werden Szenarien gesucht, die den größtmöglichen Ausgleichsstrom über die Längskupplung zur Folge haben. Zusätzlich werden 4 Berechnungsfälle erstellt, die einem typischen Betriebszustand entsprechen. Weiters werden Szenarien gesucht, über die die Stabilitätsgrenzen der Generatoren ermittelt werden.

3.2.5.1 Szenarien maximaler Ausgleichsstrom

Unter Berücksichtigung der Punkte 3.2.3 wurden folgende Szenarien entwickelt:

Szenario 1-8

	Fehlerfall	Schaltzustand																				
		Umspanner								Generatoren							Kupplungen UW					
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	01	02	03	04	05	06	07	30kV-4/5	110kV			
Szenario 1	110 kV-SS1																					
Szenario 2	110 kV-SS2																					1
Szenario 3	110 kV-SS1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1			0		0
Szenario 4	110 kV-SS1 Lastwinkel>																					
Szenario 5	110 kV-SS1																					1
Szenario 6	110 kV-SS2																					
Szenario 7	110 kV-SS2	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0			1		0
Szenario 8	110 kV-SS2 Lastwinkel>																					

Tabelle 3.1; Ermittelte Schaltzustände der Szenarien 1-8

Die Umspanner 0-4 und 6-8 sind in allen Szenarien zugeschaltet. Das Gleiche gilt für die Generatoren 03 und 04. Die Umsetzung der Verbraucher- und Erzeugerleistungen wird in den nachstehenden Tabellen in vereinfachter Form dargestellt.

	Erzeugung		Verbrauch			
	Gr.1-3	Gr.4-6	Gr.1-3 und 7		Gr.4-6 und 8	
	MW	MW	MW	Mvar	MW	Mvar
Szenario 1-4	116	40	70,5	44,8	169,6	157
Szenario 5-8	50	107,7	172	155,8	32,5	16,4

Tabelle 3.2; Erzeugungs- und Verbrauchsleistung zur Realisierung der maximalen Lastdifferenz

Die Leistungswerte wurden dem Betriebsführungssystem der voestalpine entnommen und sind in Tabelle 6.6 im Anhang aufgelistet. Die Minimalwerte entsprechen 5Minuten-Mittelwerten und wurden aus dem Jahr 2010 ermittelt. Die Maximalwerte stammen aus 30Sekunden-Mittelwerten. Da es sich bei den angegebenen Daten um gemittelte Werte handelt, wird davon ausgegangen, dass die realen höher liegen. Die Leistungswerte der vorderen und hinteren Gruppe wurden zu getrennten Zeitpunkten ermittelt. Dies entspricht

einem sehr unwahrscheinlichen Verbrauchsszenario, da die Gleichzeitigkeit nicht berücksichtigt wurde. Gemäß der Zielsetzung sollen Worst-Case Szenarien gefunden werden, die durch ihre Anwendung erreicht werden. Die minimale Erzeugung im Szenario 1-4 in der Gruppe 4-6 von 40MW, ergibt sich durch den Generator 07, der über den Längs-Querregeltransformator nur einen Teil seiner erzeugten 120MW in die hintere Gruppe (Gr.4-6) des Kraftwerks einspeist.

Szenario 9-12

Die oben angeführten Szenarien entsprechen Extremfällen, die höchstwahrscheinlich nicht eintreten werden. Um realistische Ergebnisse zu erzielen, wurden Szenarien entworfen, die einen typischen Generatoreinsatz und charakteristische Verbrauchswerte des Netzes aufweisen. In Abbildung 6.1 wird die Häufigkeitsverteilungskurve der Hüttenlasten gezeigt. Der 5%-Wert wird als Hochlastszenario und der 95%-Wert als Schwachlastszenario angenommen. Mit diesen Werten wurden Berechnungsfälle erstellt, die ein realistisches Lastverhalten des Netzes nachbilden. Für die Findung der Verbrauchsszenarien gilt ebenfalls das Ziel der Maximierung des Ausgleichstroms. Sie werden im Anhang in der Tabelle 6.7, Tabelle 6.8 und Tabelle 6.9 beschrieben. Die Wirkleistungserzeugung der Generatoren wird der Tabelle 6.6 entnommen.

Wie im Kapitel 2.6.3.2 bereits erläutert, weisen die berechneten normierten Trägheitskonstanten H der Turbinensätze zu niedrige Werte auf. Um ein realistisches Szenario zu erstellen, wird der Wert „ $H_{\text{Antriebsstrang,real}}$ “ aus der Tabelle 2.1 verwendet.

3.2.5.2 Szenarien transiente Stabilität

Unter Berücksichtigung der in Kapitel 3.2.4 angeführten Punkte wurden die Szenarien 3 und 7 aus Tabelle 3.1 zur Ermittlung der Stabilitätsgrenzen ausgewählt. Sie stellen die höchste Anforderung an die transiente Stabilität der Generatoren. Durch Variation der Fehlerzeiten (t_{KS} und t_{KI}) werden die Grenzen empirisch ermittelt. Im Szenario 7 ersetzt der G07 den G06. Es ergeben sich folgende drei Szenarien, die für die Ermittlung herangezogen werden:

- Basisszenario 3
- Basisszenario 7
- Basisszenario 7, G06 wird durch G07 ersetzt

Diese werden jeweils mit zwei verschiedenen normierten Trägheitskonstanten aus der Tabelle 2.1 simuliert ($H_{\text{Antriebsstrang, Faustformel}}$ und mit $H_{\text{Antriebsstrang,real}}$).

3.2.6 Ergebnisse

3.2.6.1 Ergebnisse des maximalen Ausgleichstroms

Die Ergebnisse der Szenarien 1 bis 8 sind in nachstehender Tabelle angeführt. Die Generatoren bleiben in den untersuchten Szenarien stabil ($t_{KS}=100\text{ms}$ und $t_{KI}=100\text{ms}$).

	Fehlerfall	Erzeugung der Generatoren		Verbrauch der Gruppe		$\Delta\psi$ UW Süd zwischen 30kV-Gruppe 3 und 4		Strom 30kV-LK3/4	Wirkleistungsmaximum des Generators	Strommaximum 30kV-LK3/4
		Gr. 1-3	Gr.4-6	1 - 3 und 7	4 - 6 und 8	Stationär $t<0\text{s}$	Transient $t=200\text{ms}$	Stationär $t>5\text{s}$	Transient $t>200\text{ms}$	Transient $t>200\text{ms}$
Szenario 1	110 kV-SS1 (110kV-SS gekuppelt)	Max G01, 02, 04, 05	Min G07	Min	Max	5,7°	73,2°	1,25kA	G05 2,4p.u.	6,47kA
Szenario 2	110 kV-SS2 (110kV SS gekuppelt)					5,7°	23,9°	1,55kA	G02 2,0p.u.	2,95kA
Szenario 3	110 kV-SS1 (110kV-SS nicht gekuppelt)					5,9°	66,2°	1,25kA	G05 2,6p.u.	6,05kA
Szenario 4	110 kV-SS1 (110kV nicht gekuppelt Lastwinkel>)					13,5°	74,8°	1,60kA	G05 2,6p.u.	6,48kA
Szenario 5	110 kV-SS1 (110kV-SS gekuppelt)	Min G04, 05	Max G03, 06	Max	Min	7,5°	29,0°	2,80kA	G03 2,1p.u.	3,23kA
Szenario 6	110 kV-SS2 (110kV-SS gekuppelt)					7,5°	82,1°	1,90kA	G03 3,0p.u.	7,18kA
Szenario 7	110 kV-SS2 (110kV-SS nicht gekuppelt)					8,1°	83,6°	1,90kA	G03 3,0p.u.	7,53kA
Szenario 8	110 kV-SS2 (110kV nicht gekuppelt Lastwinkel>)					14,0°	88,0°	2,20kA	G03 2,9p.u.	7,83kA

Tabelle 3.3; Ergebnistabelle der Szenarien 1-8

Der Generatoreinsatz mit der jeweiligen Erzeugung und der Verbrauch der einzelnen Netzhälften kann aus der Tabelle 6.6 ersehen werden. Der Effektivwert des maximal zulässigen Spitzenstroms von 30kA wird nicht überschritten bzw. wird der Nennstrom der Längskupplung (2,5kA) im stationären Zustand, in einem Szenario überschritten. Die höchste auftretende Wirkleistung an den Generatoren entspricht der 3-fachen Nennwirkleistung.

Die Szenarien 9 bis 12 entsprechen realistischen Betriebszuständen, deren Ergebnisse in nachstehender Tabelle angeführt werden.

	Fehlerfall	Generatoren		Verbrauch der Gruppe		$\Delta\varphi$ UW Süd zwischen 30kV-Gruppe 3 und 4		Strom 30kV-LK3/4	Wirkleistungsmaximum des Generators	Strommaximum 30kV-LK3/4
		vordere Gruppe	hintere Gruppe	1 - 3 und 7	4 - 6 und 8	Stationär $t < 0s$	Transient $t = 200ms$	Stationär $t > 5s$	Transient $t > 200ms$	
Szenario 9	110 kV-SS1 (110kV-SS gekuppelt)	G01,02,03,04	G07	95%	5%	3,8°	49,3°	1,55kA	G02 2,2p.u.	4,10kA
Szenario 10	110 kV-SS2 (110kV-SS gekuppelt)	G04,05	G03,07	5%	95%	0,6°	28,7°	2,43kA	G03 2,0p.u.	3,85kA
Szenario 11	110 kV-SS1 (110kV-SS gekuppelt)	G02,03,04	G07	95%	5%	2,7°	41,7°	0,85kA	G03 2,1p.u.	3,18kA
Szenario 12	110 kV-SS2 (110kV-SS gekuppelt)	G02,03,04	G07	5%	95%	1,3°	18,7°	1,25kA	G03 1,9p.u.	3,03kA

Tabelle 3.4; Ergebnistabelle der Szenarien 9-12

Der maximal zulässige Spitzenstrom wird nicht überschritten. Eine überhöhte mechanische Belastung der Generatorwelle ($P_{\text{Generator}}=2,2p.u.$) bleibt bestehen.

3.2.6.2 Zeitliche Darstellung der Ergebnisse

Um den zeitlichen Verlauf und die Ausgleichsvorgänge im simulierten Netz zu illustrieren, werden diese in den folgenden Diagrammen anhand des Szenarios 6 dargestellt. Der chronologische Ablauf und die Netzkonfiguration entsprechen der Abbildung 3.2 bis Abbildung 3.5. Der Ereignisverlauf wird in drei Abschnitte unterteilt.

- 110 kV-Kurzschluss t_{KS}
- Kurzzeit-Insel t_{KI}
- Zuschalten der LK3/4

Der 3-polige Kurzschluss auf der 110 kV-Sammelschiene führt zu einem Spannungseinbruch im gesamten Versorgungsgebiet. Durch die hohe Kurzschlussleistung im untersuchten Netz, sinkt das Spannungsniveau und somit der Verbrauch in den Unterstationen beinahe auf null ab.

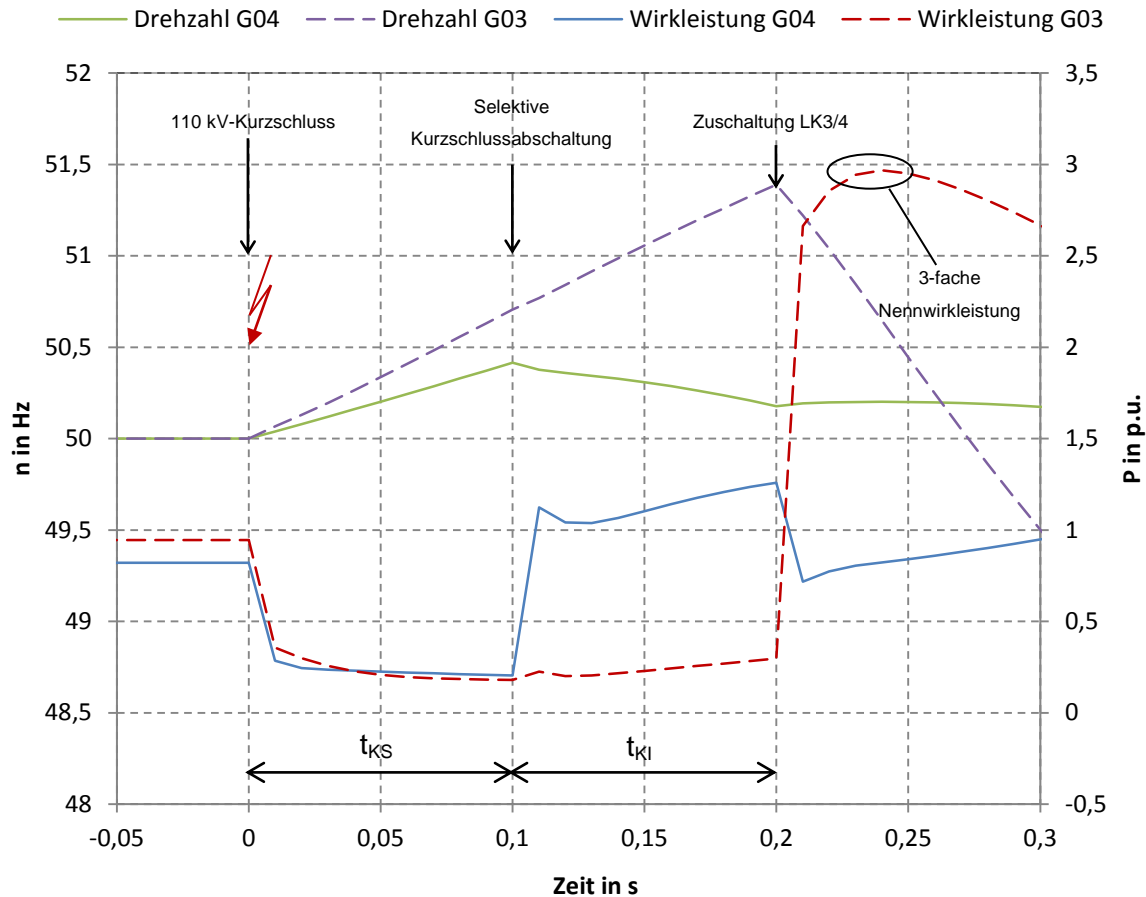


Abbildung 3.7; Drehzahl- und Wirkleistungsverlauf der Generatoren während des Ereigniszeitraums ($t_{KS}+t_{KI}$)

Die Generatoren können während dieser Zeit ($t_{KS}=100ms$) nur einen Teil ihrer mechanisch erzeugten Leistung an das elektrische Netz abgeben. Die mechanische Leistung an der Welle bleibt konstant und beschleunigt die Generatoren gemäß der Formel 2-43. Die Generatoren 04 und 03 repräsentieren das transienten Frequenz- und Wirkleistungsverhalten der vorderen und hinteren Netzhälfte. Der Frequenzgradient des Generators 03 weist einen etwas höheren Wert auf. Dies begründet sich aus der höheren Wirkleistungseinspeisung des G03. Die rotierende Energie der beiden Turbinensätze ist annähernd gleich groß (siehe Tabelle 2.2).

Zum Zeitpunkt $t=0,1s$ ist der Kurzschluss abgeschaltet und die Spannung kehrt innerhalb von 10ms wieder und die Verbraucher belasten die Generatoren. Die hintere Gruppe ist vom Außennetz getrennt (Abbildung 3.4) und befindet sich im Inselbetrieb. Der Generator 04 kehrt durch die wiederkehrende Last und die Verbindung zum Verbundnetz in seinen stationären Arbeitspunkt zurück. Die hintere Netzhälfte verfügt über eine Last von 29,4MW und eine Erzeugung von 107,7MW. Im Inselbetrieb muss die Wirk- und Blindleistungsbilanz zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Die Blindleistungsbilanz wird über die Spannungsregler der Generatoren ausgeglichen. Das Leistungsungleichgewicht wirkt sich gemäß der Formel 2-43 auf die Frequenz aus. Betrachtet man die Steigung der Frequenz

des G03, so ändert sie sich kaum im Vergleich zum vorangegangenen Kurzschluss. Dies begründet sich in der zufällig gleichgebliebenen Wirkleistungsabgabe des G03.

Durch das Zuschalten der LK3/4 zum Zeitpunkt $t=0,2s$, wird die hintere Netzhälfte quasi asynchron an das starre Außennetz geschaltet, dementsprechend treten hohe Ausgleichsströme auf. Der maximale Strombetrag ist von dem im Kapitel 3.2.5 angeführten Punkten abhängig.

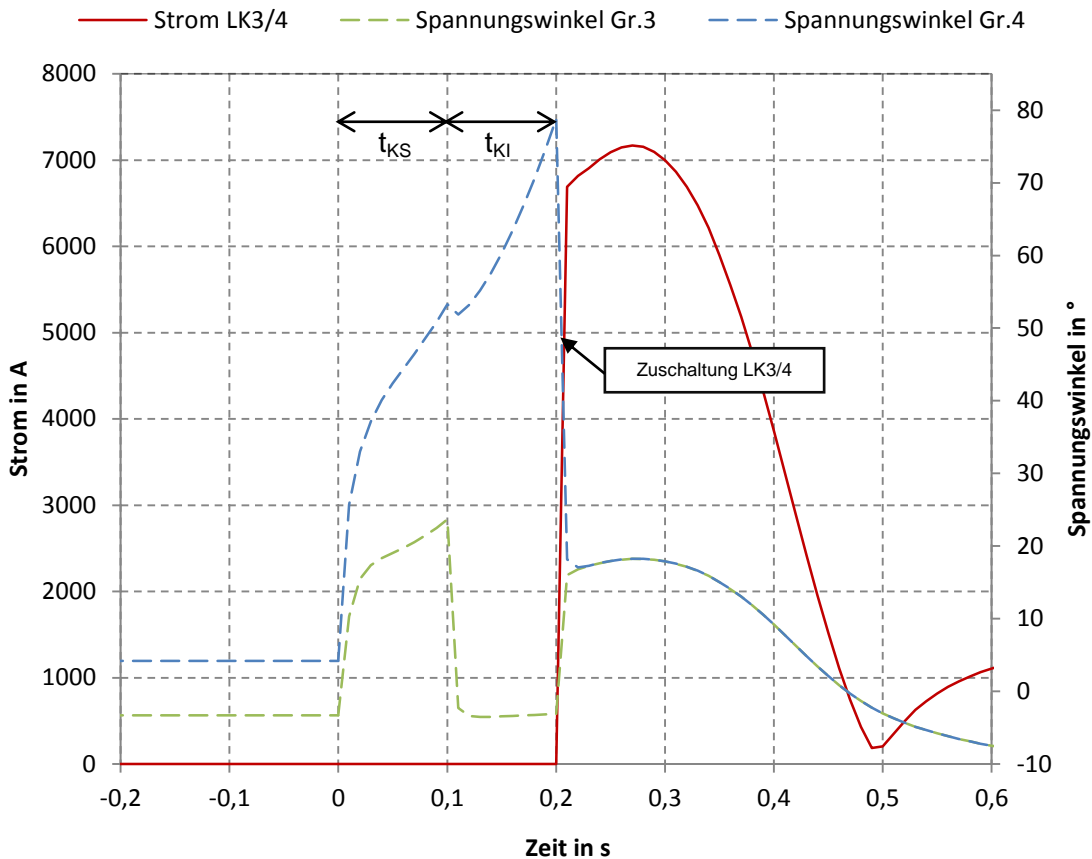


Abbildung 3.8; Zeitverlauf des Stromes über die LK3/4 und des Spannungswinkels im UW-Hütte Süd

Obige Abbildung zeigt den Stromverlauf über die Kupplung und die Spannungswinkel, der 30 kV-Gruppe 3 und 4 im Umspannwerk, über den gesamten Ereigniszeitraum. Der Effektivwert des maximalen Ausgleichsstroms beträgt 7,17kA und stellt keine Gefährdung der Anlage, im Hinblick auf die mechanische Festigkeit (30kA), dar. Vielmehr ist die transienten Stabilität der Generatoren der hinteren Gruppe durch den dynamischen Ausgleichvorgang gefährdet. Die mechanische Energie die für die Beschleunigung der Generatoren aufgewendet wurde, muss zum Zeitpunkt $t=0,2s$ in Form von elektrischer Energie zur Bremsung der Generatoren innerhalb kürzester Zeit aufgenommen werden. Betrachtet man die Wirkleistungsabgabe des Generators 03 kurz nach dem Zuschaltzeitpunkt, nimmt dieser die 3-fache Nennwirkleistung auf (siehe Abbildung 3.7)!

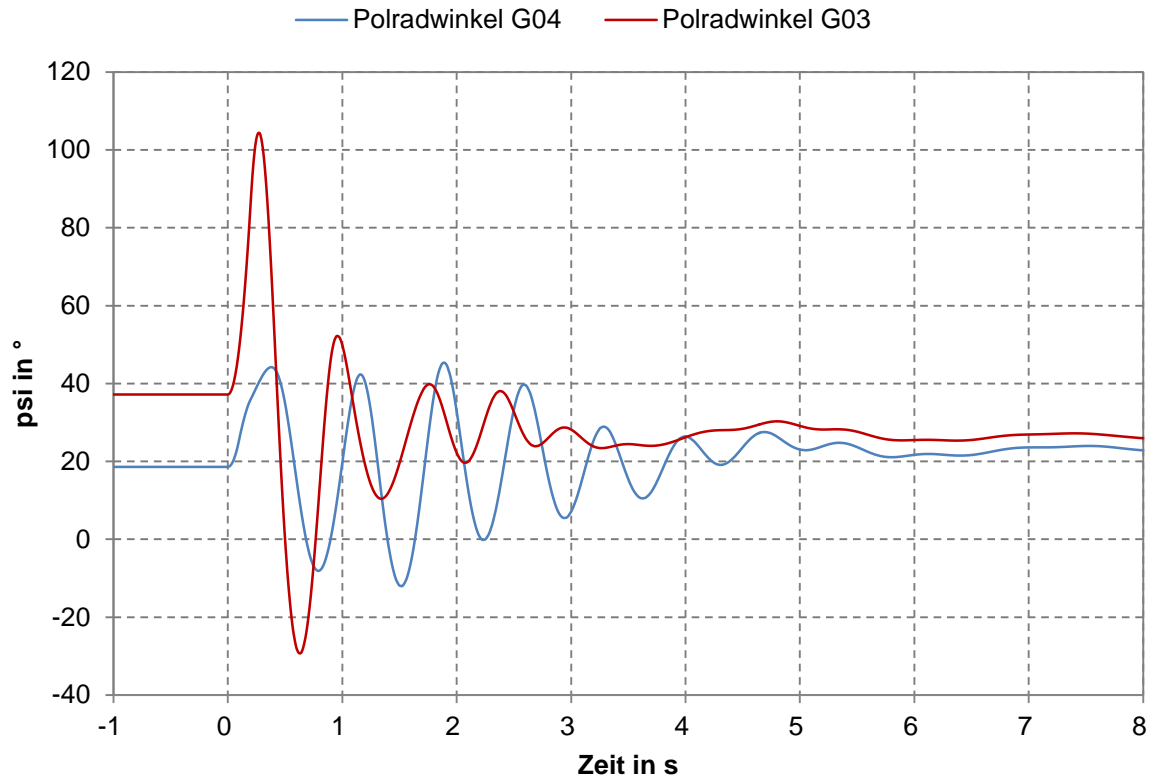


Abbildung 3.9; Polradwinkelverlauf der Generatoren, über den gesamten Simulationszeitraum

Obige Abbildung zeigt den transienten Polradwinkelverlauf über den gesamten Simulationszeitraum. Diese verdeutlicht die erhöhte Stabilitätsbeanspruchung der Generatoren in der hinteren Netzgruppe (G03).

3.2.6.3 Ergebnisse der transienten Stabilitätsbetrachtungen

Die Simulationen wurden gemäß dem Kapitel 3.2.5.2 durchgeführt. Die Werte der Fehlerdauer wurden empirisch ermittelt und in nachstehenden Abbildungen dargestellt:

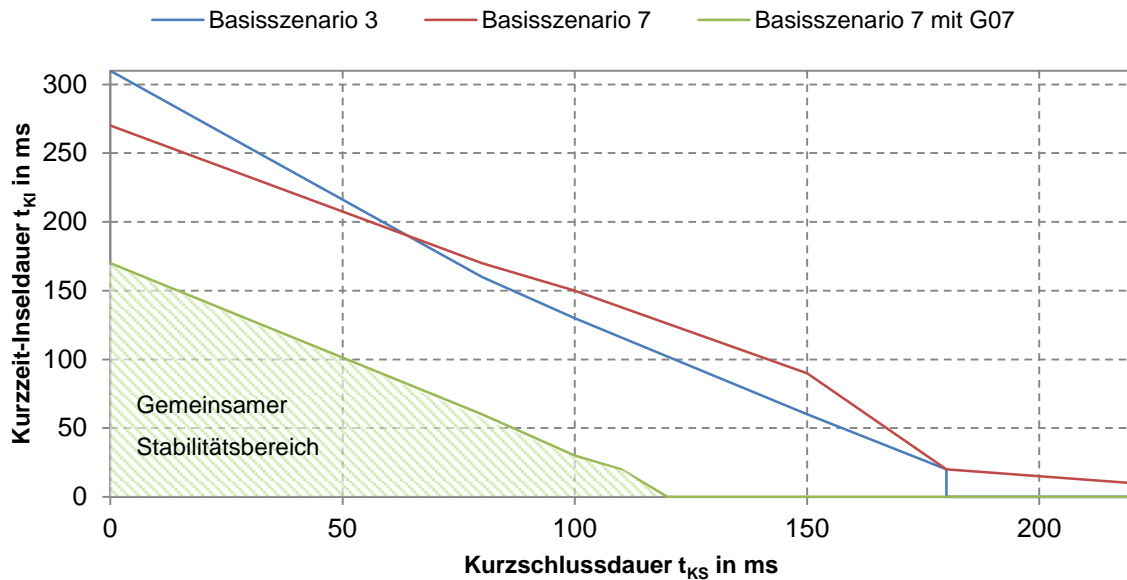


Abbildung 3.10; Stabilitätsgrenze der Generatoren mit $H_{\text{Antriebsstrang}}$, Faustformel

Die Fläche unter der Kurve stellt den stabilen Bereich dar. Die drei ausgewählten Szenarien repräsentieren den Worst-Case für die Generatoren der Gr.1-3 (Szenario 3), der Gr.4-6 (Szenario 7) und der Gr.4-8 (Szenario 7, mit G07). In Letzterem wurde der Generator 06 durch den Generator 07 ersetzt. Wird die Schnittfläche aller Kennlinien gebildet, so ergibt die Fläche unter der grünen Kurve den gemeinsamen Stabilitätsbereich. Das Basisszenario 7 mit dem G07 weist eine deutlich geringere Grenze auf. Dies erklärt sich über die zusätzliche Serienimpedanz des 120MVA-Längsquerregeltransformators, über die der G07 in das 30 kV-Netz speist.

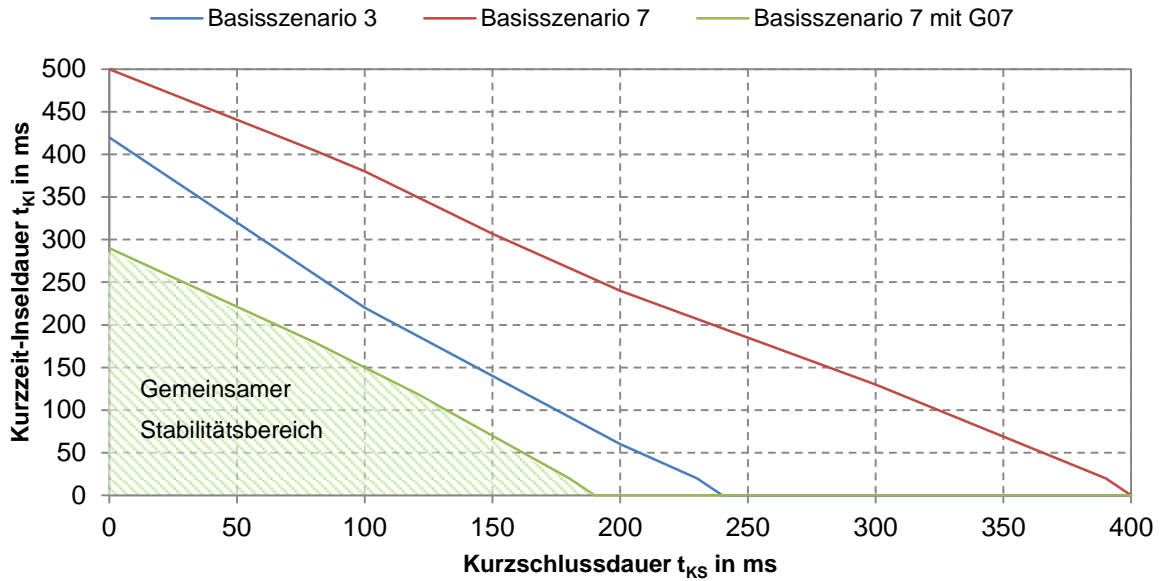


Abbildung 3.11; Stabilitätsgrenze der Generatoren mit $H_{Antriebsstrang,real}$

Der Vergleich zwischen der Abbildung 3.10 und der Abbildung 3.11 zeigt den Einfluss der verschiedenen H auf die Stabilitätsgrenze. Das verwendete $H_{Antriebsstrang,real}$ ist teilweise aus Messungen ermittelt und die unbekanntenen Werte mit der Formel 2-47 berechnet worden. Mit den realistischeren H -Werten weist das Basisszenario 7 mit G07 eine genügend hohe Stabilitätsgrenze auf, um die transiente Stabilität mit den festgelegten Zeiten, von $t_{KS}=100ms$ und $t_{KI}=100ms$, zu gewährleisten.

3.2.7 Erkenntnisse und Schlussfolgerungen

Bei den simulierten Szenarien wurde der maximal zulässige Ausgleichsstrom von 30kA nicht überschritten. Das Maximum beträgt 11,5kA und wird durch Zuschalten der Kupplung bei maximaler Winkeldifferenz von 180° (Fehlerdauer 340ms Szenario 7) erreicht. Die Generatoren verlieren hierbei ihren Synchronismus zum Außenetz und beschleunigen entgegen der Netzfrequenz weiter (instabil). Mit den festgelegten Zeiten von $t_{KS}=100ms$, $t_{KI}=100ms$ und den Lastszenarien wird die Winkeldifferenz von 180° nie erreicht. Die Auswirkung auf den Strombetrag durch die Abgabe der Bremsenergie der Generatoren wird als geringer eingeschätzt, da die Leistungsabgabe um wenige Millisekunden versetzt zum ersten Strompeak auftritt. Dies variiert je nach Szenario.

Die transiente Stabilität wird unter anderem von der Kurzschlussleistung des Netzes beeinflusst. Die von den Generatoren abgegebene Bremsleistung wird durch die Netzimpedanz begrenzt. Je niedriger sie ist, desto mehr Bremsleistung kann der Generator im ersten Moment abgeben und erhöht somit die Stabilität. Betrachtet man die Abbildung 3.11, so weist die Kurve mit dem Szenario G07 eine deutlich geringere Stabilitätsgrenze auf. Der Generator 07 speist über einen 120MVA Längsquerregeltransformator in das 30 kV-Netz. Dies erhöht die Kurzschlussnetzimpedanz und vermindert den Betrag der

Bremswirkleistung der ersten transienten Schwingung. Zusätzlich verfügt der G07 über eine hohe Wirkleistungsabgabe (160MW) vor Fehlereintritt. Weiters wird die Ausstattung der Generatoren mit einem Polschlupfschutz empfohlen. Verlieren die Generatoren durch das Kuppeln ihre Stabilität, nehmen sie hohe Ströme auf, die das Netz elektrisch stark belasten, bevor sie über das Schutzkriterium „Überstrom“ ausfallen. Durch das schnelle Abschalten des Polschlupfschutzes wird dem vorgebeugt.

Bei der Simulation wurde eine erhöhte Wirkleistungsabgabe der Generatoren während des Ausgleichsvorgangs festgestellt. Diese Bremsenergie müssen die Generatoren abgeben, um den Rotor wieder in den Synchronismus des starren Netzes zurückzuziehen. Das erste Überschwingen der Wirkleistung wird maßgeblich durch die Kurzschlussleistung des Netzes bestimmt und erhöht seinen Wert nur bis zu einer bestimmten Frequenzabweichung. Danach bleibt die maximale Leistungsabgabe konstant hoch. In den betrachteten Szenarien wird das Maximum beim Zuschalten der LK3/4 immer vor Erreichen der maximalen Spannungswinkeldifferenz ($\Delta\Psi=180^\circ$) erreicht. Sie kann je nach Szenario ca. der 3-fachen Nennwirkleistung des Generators (siehe Abbildung 3.7) entsprechen. Der Einsatz einer Kurzschlussdrossel ($I_N=2500A$ und $u_k=3\%$) in Serie zum Leistungsschalter der LK3/4 würde die Aufnahme der maximalen Bremsleistung auf die 1,5-fache Nennwirkleistung begrenzen, jedoch auch die Wirkleistungsstabilität verschlechtern. Im Falle des G07 würde die Stabilitätsgrenze auf ein inakzeptables Niveau sinken.

Es wird angemerkt, dass bei einem Kurzschluss in Umspannerknähe und einer selektiven Abschaltung nach 200ms, ebenfalls die 3-fache Nennwirkleistung am Generator auftritt!

3.3 Inselbetrieb

3.3.1 Allgemeine Zielsetzungen

In Anlehnung an die Aufgabenstellung werden in diesem Kapitel Inselkonfigurationen erarbeitet und simuliert. Diese sollen Aufschluss über folgende Punkte geben:

- Regelungskonzept im Inselbetrieb (Wirk- und Blindleistung)
- Wirkleistungsbilanz im Inselbetrieb
- Frequenzverhalten während des Übergangs in den Inselbetrieb
- Ermittlung der maximal zuschaltbaren Wirkleistung im Inselbetrieb
- Methoden zur Ermittlung der abzuwerfenden Leistung über Frequenzgradienten
- Maximal zulässiger Frequenzgradient im Inselbetrieb

Über das Regelungskonzept und die Auftrennkriterien werden zeitliche Simulationsabläufe erarbeitet. Generell weisen die Anlagen ein sehr gutes Regelverhalten bei Leistungsüberschüssen auf. Aufgrund dessen beziehen sich die Simulationen hauptsächlich auf das Netzverhalten bei Unterfrequenzen bzw. Erzeugungsdefiziten. Aus den Wirkleistungsbilanzen ist ersichtlich, welche Lastfälle simuliert werden bzw. aus welchen ähnliche Ergebnisse zu erwarten sind. Lastfälle, die von Interesse sind, werden zur Ermittlung des Frequenzverhaltens während des Übergangs in den Inselbetrieb herangezogen. Die maximal zuschaltbare Wirkleistung, in Kombination mit der Methode zur Ermittlung der abzuwerfenden Leistung, bildet die Grundlage zur Berechnung des maximal zulässigen Frequenzgradienten. Wird dieser Gradient unterschritten, müssen Verbraucherabwürfe vorgenommen werden, die einen Netzausfall verhindern.

3.3.2 Regelungskonzept im Inselbetrieb

3.3.2.1 Wirkleistungs-/Frequenzregelung

Nach der Abtrennung vom Verbundnetz befindet sich das Industrienetz im Inselbetrieb. Die Frequenz ändert sich je nach Leistungsbilanz gemäß der Formel 2-43. Beim Über- oder Unterschreiten des Frequenzbandes ($\pm 0,3\text{Hz}$ von f_N) und einer Verzögerungszeit von 200ms schalten die Turbinenregler der Generatoren auf Drehzahlregelung. Verursacht durch die Primärregeleinrichtungen, kann es zu niederfrequenten Pendelungen zwischen den Generatoren kommen, die wiederum zu stabilitätskritischen Zuständen führen kann. Um dies zu vermeiden, werden alle Generatoren im Netz auf Leistungsregelung umgestellt. Nur der leistungsstärkste Generator bleibt im Drehzahlregelmodus und übernimmt die Frequenzführung. Diese Umschaltung der Reglermodi soll erst nach circa 10 Sekunden durchgeführt werden, da die Leistung der Verbraucher, verursacht durch den Auftrennvorgang, stark schwankt und ein sinnvolles Messen der aktuell verbrauchten Wirkleistung erst im eingeschwungenen Zustand möglich ist. Aus dem

Wirkleistungsverbrauch der Hütte, wird durch ein übergeordnetes System die Leistung der Generatoren in einem Maße eingestellt, dass die leistungsstärkste Anlage, wenn sie ein dampfbetriebener Generator ist, mit einem Dampf- bzw. Leistungsüberschuss von 20% betrieben wird. Weiters soll der Betriebspunkt dieser Dampfturbine im mittleren Leistungsbereich gehalten werden. Dies gewährleistet ein rasches Ausregeln von positiven sowie negativen Frequenzänderungen im Netz. Prinzipiell entspricht dieses Regelkonzept der Primär- und Sekundärregelung im Verbundbetrieb. Die Generatoren im Leistungsregelmodus ändern ihre Leistung bei Last- bzw. einer Frequenzänderung und geben die „Primärregelreserve“ der drehzahlregelnden Anlage wieder frei.

Verbraucher, die starke Lastschwankungen aufweisen, wurden als unruhige Verbraucher klassifiziert und werden nach Erkennen des Inselbetriebes abgeworfen. Diese Verbraucher verfügen zusätzlich über eine Unterfrequenzauslösung, die nach Unterschreiten von 49,5Hz und einer Verzögerungszeit von 500ms automatisch abgeworfen werden.

Anmerkungen

Die Wirkleistungsstatik der drehzahlregelnden Anlage muss zum Zeitpunkt der Reglermodi-Umschaltung deaktiviert werden (Falls keine Sollwertnachführung implementiert ist). Dies entspricht dem Regelverhalten eines astatischen Reglers der keine bleibende Regelabweichung im Inselbetrieb aufweist.

10s nach der Inselerkennung werden alle Generatoren auf Leistungsregelung umgeschaltet bzw. ein Generator, im Drehzahlregelmodus belassen. Die 10s sind nur ein Richtwert, sie kann zwischen 5 und 30 Sekunden variabel gewählt werden. Eine verfrühte Umschaltung nach dem Übergang kann bei starken Regelvorgängen zu Anlagenausfällen führen. Eine zu späte Umschaltung kann Stabilitätsprobleme durch niederfrequente Pendelungen zur Folge haben. Der Zeitpunkt der Umschaltung sollte so gewählt werden, dass die Frequenzschwankungen durch den Übergang in den Inselbetrieb bereits abgeklungen sind und die obere Zeitschranke noch nicht überschritten ist.

3.3.2.2 Blindleistungsregelung

Für den Blindleistungsausgleich im Inselnetz sorgen die Spannungsregler der Generatoren. Wichtig ist, dass die Spannungsregler über die gleiche Blindleistungsstatik verfügen bzw. dass ihre Spannungs-Sollwerte so eingestellt werden, dass sich die Blindleistung zwischen den Erzeugungsanlagen gleichmäßig aufteilt.

3.3.3 Simulationsablauf

Ausgehend vom topologischen Aufbau der Abbildung 3.1 wird der Übergang in den Inselbetrieb durch folgende Kriterien ausgelöst:

- 110 kV-Kurzschluss im UW-Hütte Süd (SS1 u. SS2 bzw. Einschienen-Betrieb)
- Frequenzsteigung $\left| \frac{df_N}{dt} \right| > 100 \frac{\text{mHz}}{\text{s}}$ und $49,7\text{Hz} > f_{\text{Netz}} > 50,3\text{Hz}$ nach 200ms
- Unter/Überfrequenz $48,7\text{Hz} > f_{\text{Netz}} > 51,3\text{Hz}$

Die Auftrennung erfolgt durch Öffnen aller 110 kV-Leistungsschalter, die das Hüttenetz speisen. Je nach Ereignis werden Verbraucherabwürfe getriggert, die in der Tabelle 6.10 aufgelistet sind. Untenstehende Abbildung zeigt den Aufbau des Industriernetzes im 30 kV-Inselbetrieb. In allen Szenarien wurden jeweils Ersatzasynchronmotoren und Ersatzsynchronmotoren am Hochofen-A bzw. im Sauerstoffwerk in das Simulationsprogramm implementiert. Sie erhöhen die rotierende Energie im Inselnetz und beeinflussen das Schwingungsverhalten des Gesamtsystems. Zusätzlich ändern die Asynchronmaschinen mit der Netzfrequenz gemäß Kapitel 2.2.3 ihre Wirkleistung und bilden das reale Lastverhalten der Maschinen nach.

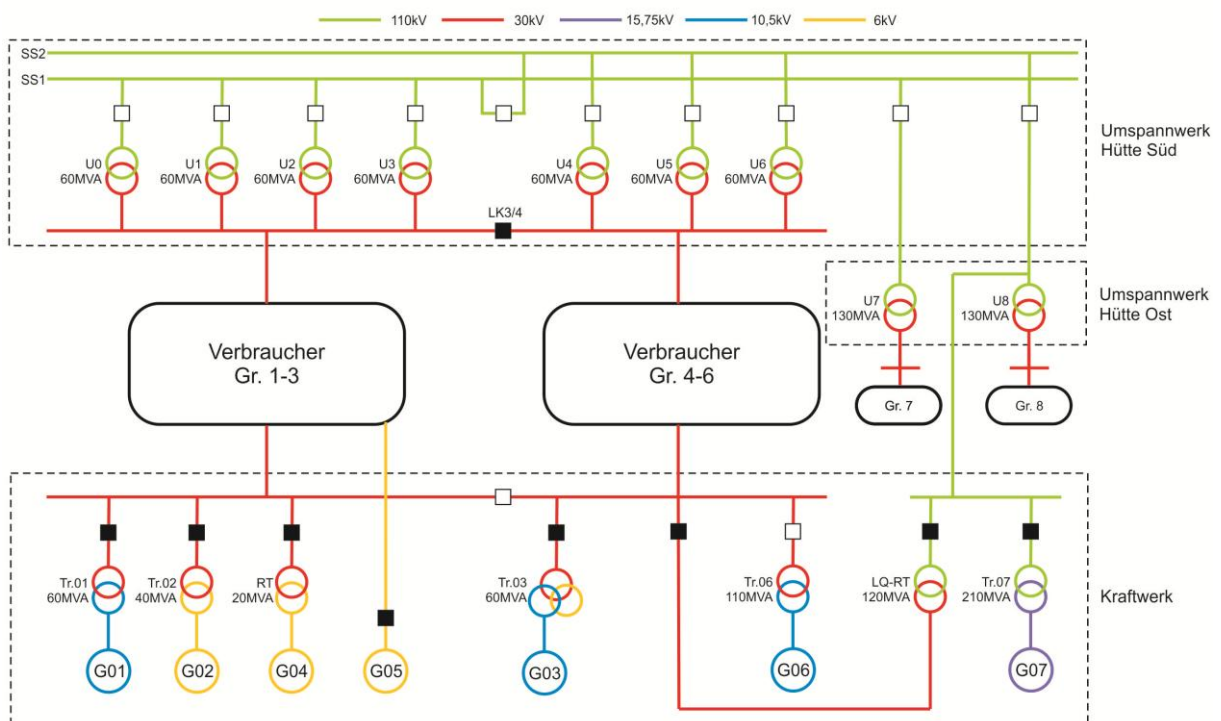


Abbildung 3.12; Topologischer Aufbau des 30 kV-Inselnetzes Gr.1-8

3.3.3.1 110 kV-Kurzschluss

Tritt ein Kurzschluss an der 110 kV-Sammelschiene 1 und 2 auf, führt dies, nach selektiver Abschaltung aller speisenden Abgänge, zu einer Abtrennung des Hüttenetzes vom Verbundnetz. Der zeitliche Ablauf wird in Abbildung 3.13 dargestellt.

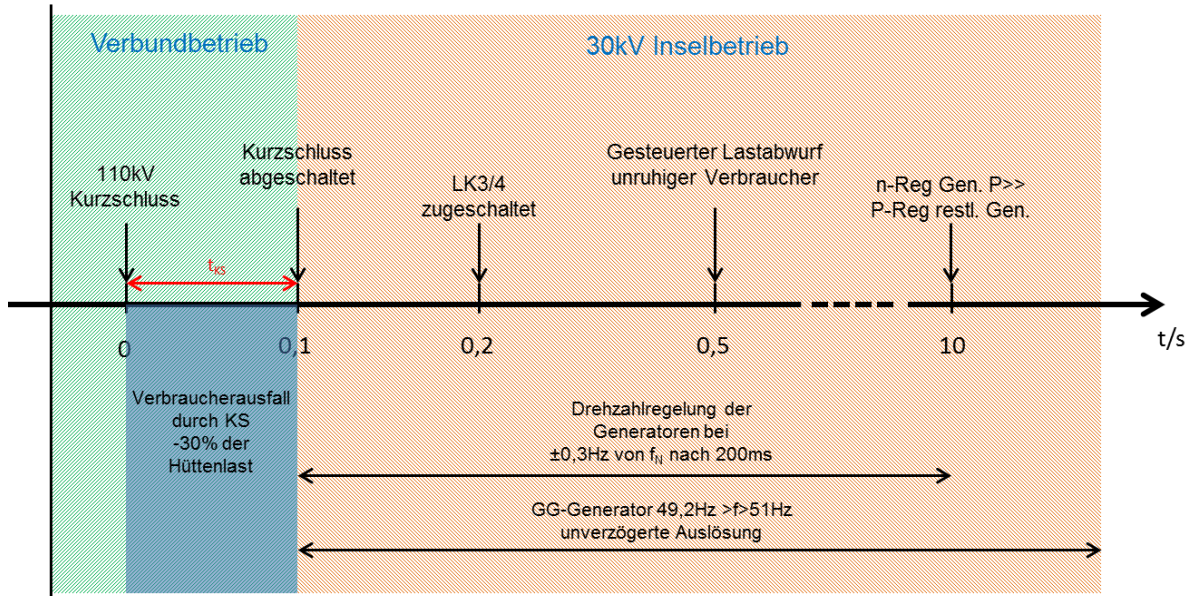


Abbildung 3.13; Chronologischer Ablauf des Szenarios, Übergang in den Inselbetrieb ausgelöst durch einen Kurzschluss

Der Kurzschluss wird nach 100ms abgeschaltet, über die Aus-Rückmeldung der 110 kV-Leistungsschalter erkennt das System den Inselbetrieb und setzt automatisch folgende Ereignisse:

- Zeitpunkt $t=0,2s$, LK3/4 zugeschaltet (System gibt bei ca. $t=0,12s$ den Zuschaltbefehl)
- Zeitpunkt $t=0,5s$, gesteuerter Lastabwurf unruhiger Verbraucher
- Zeitpunkt $t=10s$, Turbinenreglermodi-Umschaltung der Generatoren

Laut Betreiber trennt sich ca. 30% der Hüttenlast durch den Kurzschluss vom Netz. Im Anhang sind in Tabelle 6.10 die klassifizierten Lasten mit ihrem Wirkleistungsverbrauch angeführt. Wird im Inselbetrieb das Frequenzband ($\pm 0,3Hz$ von f_N) verlassen, werden nach 200ms die Drehzahlregler aller Generatoren aktiviert. Der Gichtgasgenerator trennt sich nach Verlassen des Drehzahlbandes ($49,2Hz > f > 51Hz$) vom Netz. Zum Zeitpunkt $t=0,5s$ kommt es zum Abwurf der Verbraucher, die als unruhige Lasten eingestuft wurden. Sie sind ebenfalls in der Tabelle 6.10 aufgelistet. Gemäß dem Regelungskonzept in Kapitel 3.3.2 bleibt der leistungsstärkste Generator im Drehzahlregelmodus und führt die Frequenz. Die restlichen Generatoren schalten zum Zeitpunkt $t=10s$ auf Leistungsregelung um.

3.3.3.2 Frequenzsteigung

Kommt es zu einer Auftrennung des UCTE-Netzes in mehrere kleine Netzabschnitte, so besteht die Möglichkeit, dass die Leistungsbilanz in diesen Netzabschnitten nicht mehr ausgeglichen werden kann. Dies führt unweigerlich zu einer Frequenzänderung im Netz, die wiederum zu einem Blackout führt. Um dies zu verhindern, trennt sich das Hüttenetz vorzeitig vom übergeordneten Netz. Die Erkennung erfolgt über nachstehende Kriterien:

- $\left| \frac{df_N}{dt} \right| > 100 \frac{\text{mHz}}{\text{s}}$
- $49,7\text{Hz} > f_{\text{Netz}} > 50,3\text{Hz}$ nach 200ms

Sind beide Kriterien erfüllt, öffnet das System automatisch alle 110 kV-Leistungsschalter, die das Hüttenetz speisen, und schließt nach 100ms die 30 kV-LK3/4. Der topologische Aufbau des Inselnetzes entspricht der Abbildung 3.12, wobei sich der Generatoreinsatz, je nach Szenario, ändert.

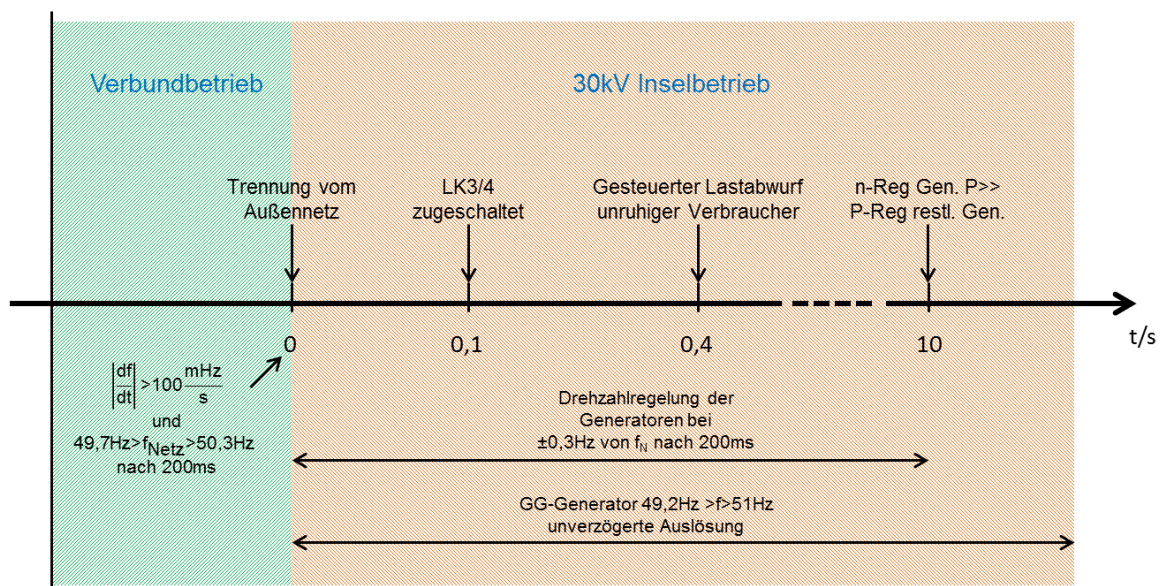


Abbildung 3.14; Chronologischer Ablauf des Szenarios; Übergang in den Inselbetrieb durch Erkennung der Frequenzsteigung

Nach der Inselnetzbildung werden die gleichen Ereignisse wie im Kapitel 0 gesetzt. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass die Erzeugungsanlagen Leistungsüberschüsse sehr gut ausregeln können. Deshalb werden in den Szenarien nur negative Frequenzgradienten simuliert.

3.3.3.3 Über-/Unterfrequenz

Wenn sich die Frequenz des Verbundnetzes langsam ändert ($k < 100 \text{ mHz/s}$), würde das Auftrennkriterium über den Frequenzgradienten nicht zur Inselbildung führen. Die Einführung einer Über-/Unterfrequenz-Auslösung verhindert dies und leitet den Übergang in den Inselbetrieb unverzögert ein.

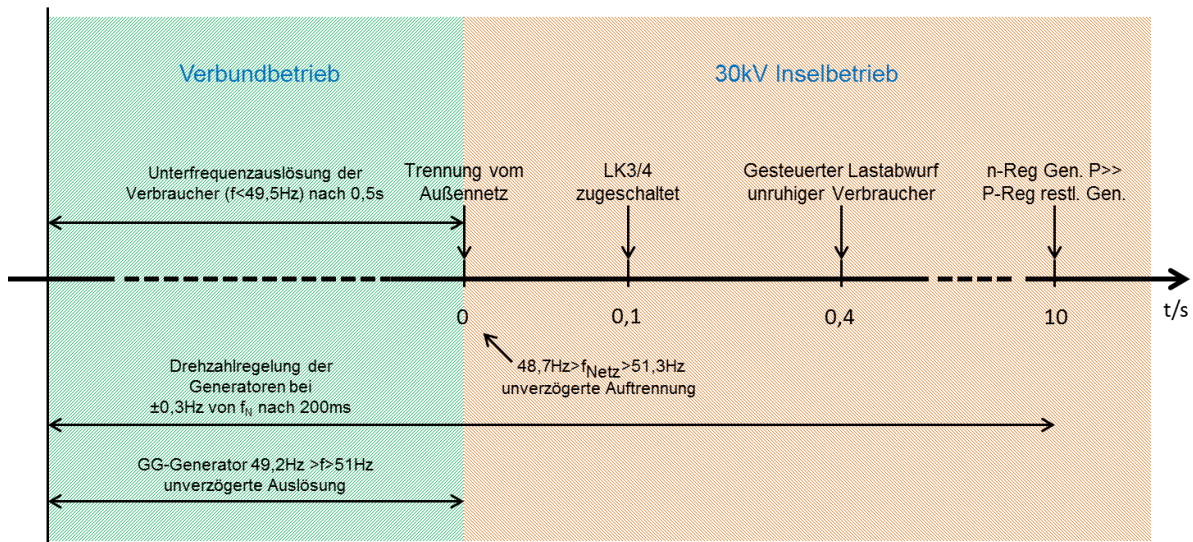


Abbildung 3.15; Chronologischer Ablauf des Szenarios; Übergang in den Inselbetrieb durch Über-/Unterfrequenz

Bevor die Über-/Unterfrequenzgrenze erreicht wird, aktivieren die Generatoren ihre Drehzahlregler bzw. fällt der Gichtgasgenerator bei Verlassen seines Frequenzbandes ($49,2 \text{ Hz} > f > 51 \text{ Hz}$) aus. Sinkt die Netzfrequenz unter $49,5 \text{ Hz}$, lösen die Unterfrequenzrelais der Verbraucher in Tabelle 6.10 nach $0,5 \text{ s}$ aus. Der automatisierte Vorgang ab dem Zeitpunkt $t=0 \text{ s}$ und das Regelungskonzept entsprechen den Erläuterungen im Kapitel 0 und Kapitel 3.3.2. In den Berechnungsfällen werden nur Unterfrequenzen simuliert.

3.3.4 Wirkleistungsbilanz im Inselbetrieb

Für den 30 kV -Inselbetrieb werden die Simulationen in drei Inselgruppen aufgeteilt: die Gruppe 1-8, Gruppe 1-3 und Gruppe 4-8. Die letzten zwei Fälle treten auf, wenn die Kupplung der zwei Netzhälften über die 30 kV -LK3/4 nicht durchgeführt werden kann. Die drei Kriterien, die den Übergang in den Inselbetrieb auslösen, gelten für jeden der unten angeführten Berechnungsfälle. Der Arbeitspunkt der Generatoren entspricht der Minimalerzeugung in Tabelle 6.6. Der Hüttenverbrauch ist je nach Szenario auf den Häufigkeitsverteilungswert von 5 bzw. 95% festgesetzt (Tabelle 6.9).

	Gr. 1-8		Gr. 1-3		Gr. 4-6 und 8	
	Erzeugung	Verbrauch	Erzeugung	Verbrauch	Erzeugung	Verbrauch
BF1	G04, 03, 07	95%	G02, G04, G05	5%	G03, G06	5%
BF2		5%	G01, G02, G04, G05, GG	5%	G03, G07	5%
BF3	G01, 02, 03, 04, 05, 07, GG	95%	-	-	G07	5%
BF4		5%			-	-

Tabelle 3.5; 30 kV-Inselnzenarien mit Generatoreinsatz und Hüttenverbrauch

Um den Simulationsaufwand zu minimieren, wurde ein Ausdruck über die Wirkleistungsbilanz vor und nach der Inselbildung durchgeführt. Dem Kapitel 0 folgend, kommt es zu Verbraucher, bzw. Erzeugerabwürfen, die in Tabelle 6.10 angeführt sind. Diese beeinflussen die Leistungsbilanz während der Simulation. Die Auswahl wurde über nachstehende Kriterien getroffen und wird am Beispiel der 30 kV-Insel Gr.1-8 erläutert. In Summe sollen zwölf Inselnzenarien gefunden werden. Die Simulationsauswahl der restlichen Berechnungsfälle wird in Tabelle 6.11 und Tabelle 6.12 angeführt.

110 kV-Kurzschluss

Bei einem 110 kV-Kurzschluss im UW-Hütte Süd beschleunigen die Generatoren ihren Rotor. Durch den Erzeugungsüberschuss im Inselnetz kommt es zu einer weiteren Beschleunigung. Dies führt zu einer Maximierung des ersten Frequenzüberschwingens (BF1 und BF3).

KS	Vor Kurzschlusseintritt				10s nach der Inselbildung			
	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren
BF1	169	157	12	Nein	169	112	57	Ja
BF2	169	245	-76	Ja	169	130	38	Nein
BF3	229	157	72	Nein	219	112	107	Ja
BF4	229	245	-16	Nein	219	130	89	Nein

Tabelle 3.6; 30 kV-Inselnzenarien der Gr.1-8 mit Generatoreinsatz und Hüttenverbrauch, Übergang in den Inselbetrieb durch Kurzschluss

Frequenzgradient

Sinkt die Frequenz des Verbundnetzes mit einem Frequenzgradienten größer als 100mHz/s ab, kommt es zum Übergang in den Inselbetrieb. Die dabei bereits entstandene Unterfrequenz wird durch das Erzeugungsdefizit im Hüttenetz noch weiter vermindert. Die Berechnungsfälle 2 und 4 weisen ein solches Defizit auf und ergeben den Worst-Case:

FS	Vor dem Frequenzverfall				10s nach der Inselbildung			
	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren
BF1	169	157	12	Nein	169	120	49	Nein
BF2	169	245	-76	Ja	169	156	12	Nein
BF3	229	157	72	Nein	219	120	99	Nein
BF4	229	245	-16	Ja	219	156	63	Nein

Tabelle 3.7; 30 kV-Inselnzenarien der Gr.1-8 mit Generatoreinsatz und Hüttenverbrauch, Übergang in den Inselbetrieb durch Frequenzgradienten

Betrachtet man die Leistungsbilanz 10s nach der Inselbildung, so ergibt sich, zumal die Anlagen Leistungsüberschüsse gut ausregeln können, kein Lastszenario, welches von Interesse wäre. Um kritische Lastzustände zu erzeugen, werden Simulationen mit den Leistungswerten vor dem Frequenzverfall durchgeführt, wo angenommen wird, dass es zu keinen Lastabwürfen kommt. Das Gleiche gilt für den BF2 in Tabelle 3.6.

Unterfrequenz

Der Übergang in den Inselbetrieb durch Unterfrequenz ähnelt dem Übergang durch die Frequenzsteigung. Der Unterschied liegt im geringen Frequenzgradienten ($<100\text{mHz/s}$), mit dem die Frequenz des Verbundnetzes absinkt. Dadurch werden vor der Inselbildung Verbraucher- und Erzeugerabwürfe laut Tabelle 6.10 durchgeführt. Die Generatoren schalten auf Drehzahlregelung um und erhöhen ihre Leistung stetig:

UF	Vor dem Frequenzverfall				10s nach der Inselbildung			
	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren
BF1	169	157	12	Nein	174	120	54	Nein
BF2	169	245	-76	Nein	174	156	17	Nein
BF3	229	157	72	Nein	254	120	134	Ja
BF4	229	245	-16	Nein	254	156	98	Nein

Tabelle 3.8; 30 kV-Inselnzenarien der Gr.1-8 mit Generatoreinsatz und Hüttenverbrauch, Übergang in den Inselbetrieb durch Unterfrequenz

Die Gasturbine ist die einzige Anlage, die bei einem Erzeugungsdefizit in der Lage ist, innerhalb von wenigen Sekunden ihre Leistung merklich zu erhöhen (ca. 1MW/s). Die Dampfturbinen hingegen weisen Leistungsgradienten von $1,3\text{MW/min}$ auf und können ohne Dampfüberschuss kaum zur Frequenzhaltung beitragen. Der BF3 und 4 in obiger Tabelle zeigt den Einfluss der Erzeugungssteigerung durch die Gasturbine auf die Leistungsdifferenz.

3.3.5 Frequenzverhalten während des Übergangs in den Inselbetrieb

3.3.5.1 Ergebnisse in tabellarischer Form

Die zu simulierenden Szenarien wurden aus den Tabellen im vorigen Kapitel entnommen und die Ergebnisse der Gruppe 1-8 in nachstehender Tabelle angeführt. Im Anhang befinden sich die Resultate der Gruppe 1-3 und Gruppe 4-8 (Tabelle 6.13 und Tabelle 6.14).

30 kV-Inselbetrieb der Gruppe 1-8							
Berechnungsfall	Übergang in den Inselbetrieb	Generator-einsatz	Leistungsbilanz 10s nach der Inselbildung in MW	Überfrequenz in Hz	Unterfrequenz in Hz	48Hz erreicht nach	Zusätzlicher Lastabwurf erforderlich
BF 2	KS	G03, 04, 07	-76	50,3	<48	5,2s	Ja
BF 2	FG	G03, 04, 07	-76	50	<48	1,8s	Ja
BF 4	FG	G01, 02, 03, 04, 05, 07	-16	50	<48	12,0s	Ja
BF 1	KS	G03, 04, 07	57	51,4	50	-	Nein
BF 3	KS	G01, 02, 03, 04, 05, 07	107	52,6	50	-	Nein
BF 3	UF	G01, 02, 03, 04, 05, 07	134	52,6	48,7	-	Nein
KS.....Kurzschluss FG.....Frequenzgradient UF.....Unterfrequenz							

Tabelle 3.9; Ergebnistabelle des 30 kV-Inselbetriebes der Gruppe 1-8

Das maximal zulässige Frequenzband von 48Hz bis 55Hz wird im Berechnungsfall 2 (KS und FG) unterschritten. Die Generatoren 03, 04 und 07 sind Dampfblöcke, die ihre Leistung nur sehr langsam über die Kesselfeuerung erhöhen können (1,3MW/min). Ein Ausfall der Generatoren kann nur über einen gesteuerten Lastabwurf verhindert werden. Das Gleiche gilt für den Berechnungsfall 4, in dem die Leistungsreserve der Gasturbine nicht ausreicht, um die Leistungsbilanz im Netz auszugleichen.

3.3.5.2 Darstellung des zeitlichen Verlaufs

Anhand des folgenden Beispiels werden die zeitlichen Verläufe der wichtigsten Größen und die chronologische Abfolge der gesetzten Ereignisse gezeigt. Im dargestellten Szenario wird der Übergang in den Inselbetrieb durch Unterfrequenz ausgelöst und entspricht dem BF 3 der Gr.1-8 in Tabelle 3.9. Der langsame Frequenzverfall (16mHz/s) wird durch Implementierung eines Ersatzgenerators im übergeordneten 110 kV-Netz mit einer Erzeugung von 3000MW und einer Verbraucherleistung von 3080MW realisiert. Nachstehende Tabelle zeigt den chronologischen Ablauf der gesetzten Ereignisse:

Zeit in s	Ereignis	Wert	Beschreibung
0,1	Slack-Knoten Aus	0	Simulation eines Verbundnetzes mit einem Erzeugungsdefizit
15,6	f<	49,7Hz	200ms nach Unterschreiten von $f_{\text{Netz}}=49,7\text{Hz}$ werden die Drehzahlregler der Generatoren aktiviert und die Leistung stetig erhöht.
15,8	n-Reg mit Kessel	1	
22,8	f<	49,5Hz	500ms nach Unterschreiten von $f_{\text{Netz}}=49,5\text{Hz}$ lösen die Unterfrequenzrelais bestimmter Verbraucher aus.
23,3	Verbraucherausfall f<	0	
23,3	Verbraucher-zuschaltung	1	Um die negative Frequenzsteigung beizubehalten, wird im übergeordneten Netz ein Verbraucher entsprechend der abgeworfenen Leistung zugeschaltet.
32,14	f<	49,2Hz	100ms nach Unterschreiten von $f_{\text{Netz}}=49,2\text{Hz}$ fällt der Gichtgasgenerator aus.
32,24	GG-Generator Aus	0	
39,0	f<	48,7Hz	100ms nach Unterschreiten von $f_{\text{Netz}}=48,7\text{Hz}$ erfolgt die Trennung vom Verbundnetz.
39,1	110 kV Aus	0	
39,2	LK3/4 Ein	1	100ms nach der Trennung verbindet die LK3/4 die Netzhälften 1-3 und 4-8.
39,5	Lastabwurf unruhig	0	400ms nach Erkennen der Insel werden die Verbraucher mit unruhigem Lastverhalten abgeworfen.
49,1	n-Reg P>>	1	G07 bleibt auf Drehzahlregelung und führt die Netzfrequenz.
	P-Reg restlicher G.	1	G01, 02, 03, 04, 05 werden auf Leistungsregelung umgeschaltet und entlasten den G07.

Tabelle 3.10; Chronologischer Ablauf der gesetzten Ereignisse; Übergang in den Inselbetrieb durch eine Unterfrequenzauslösung

Die Verbraucherabwürfe wurden gemäß der Tabelle 6.10 durchgeführt. Der Hüttenverbrauch tritt mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% auf und wird als Schwachlastszenario angenommen. Die Netztopologie im Inselbetrieb entspricht der Abbildung 3.12.

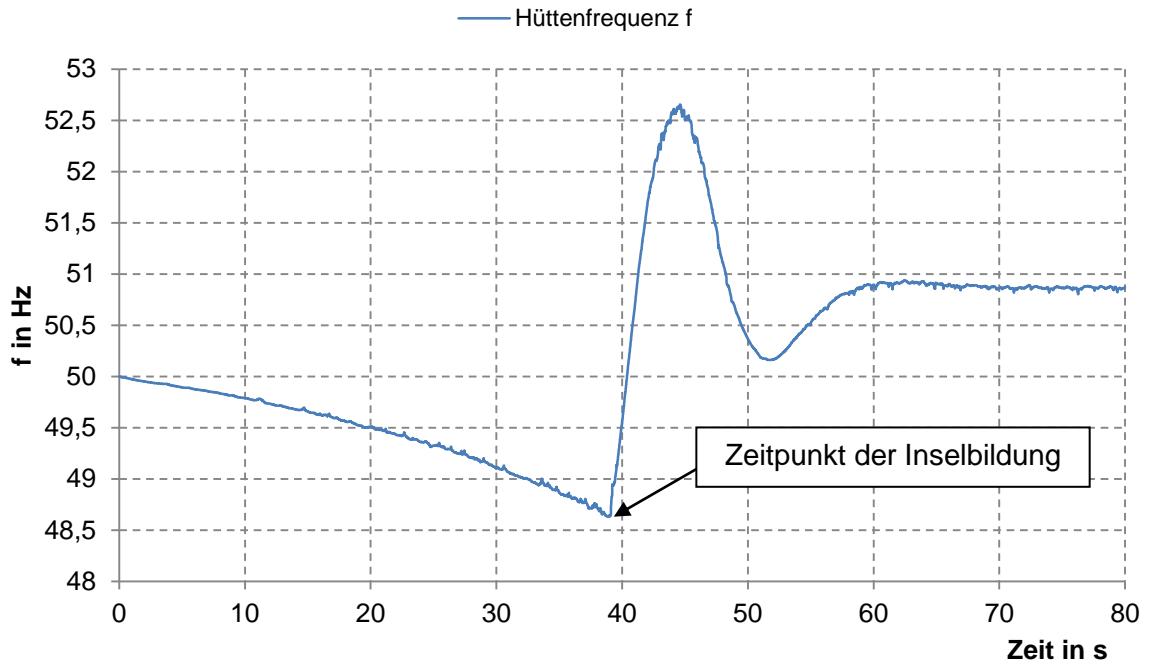


Abbildung 3.16; Zeitliche Darstellung der Netz- bzw. Hüttenfrequenz, Übergang in den Inselbetrieb durch Unterfrequenz

Im quasi Verbundbetrieb fällt die Frequenz langsam ab (16mHz/s). Wie aus der Abbildung 3.17 ersichtlich, liegt die Leistungserzeugung der Hütte über dem Verbrauch. Dementsprechend steigt nach der Auftrennung die Inselfrequenz an. Über die Turbinenregler der Generatoren wird der Leistungsüberschuss geregelt und das Überschwingen der Frequenz auf 52,6Hz begrenzt. Nach dem Einschwingvorgang stellt sich eine neue stationäre Frequenz ein. Diese ergibt sich aus der eingestellten Statik von 6% des G07 (siehe Formel 2-25). Auf das Simulationsergebnis, hat die bleibende Regelabweichung einen geringen Einfluss. Gemäß dem vorgestellten Regelungskonzept muss bei der Umsetzung des Konzepts die Statik des drehzahlregelnden Generators deaktiviert werden (Falls er keine Frequenzsollwertnachführung besitzt).

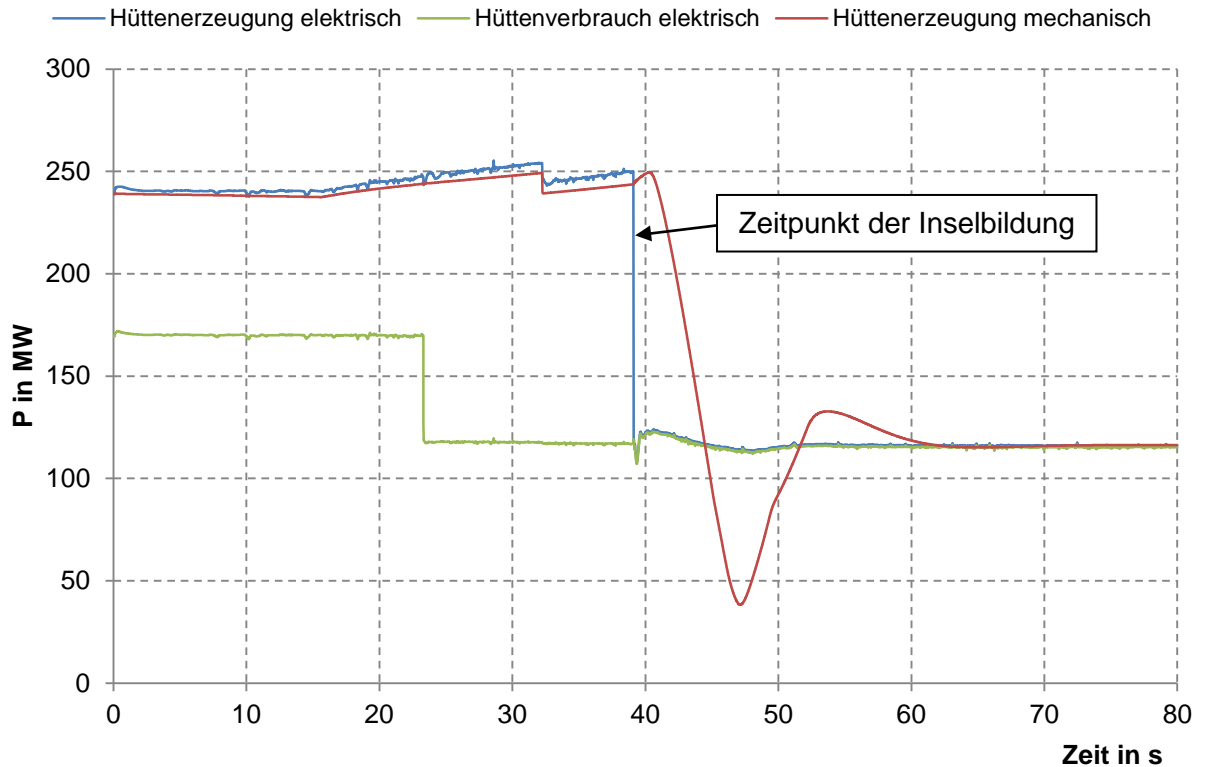


Abbildung 3.17; Zeitliche Darstellung der Hüttenerzeugung elektrisch sowie mechanisch und des Hüttenverbrauchs, Übergang in den Inselbetrieb durch Unterfrequenz

Der rampenförmige Anstieg der erzeugten Leistung ergibt sich aus der stetigen Leistungserhöhung der Generatoren. Die elektrische Hüttenerzeugung liegt über der mechanischen und resultiert aus der Trennung vom Slack-Knoten (Inselbetrieb → elektrisch verbrauchte Leistung ist gleich der elektrisch erzeugten). Der elektrische Verbrauch des Gesamtnetzes liegt über der mechanisch erzeugten Leistung (negativer Frequenzgradient).

Wie die Abbildung 3.17 zeigt, kommt es bereits vor der Inselauftrennung zu Verbraucher- bzw. Erzeugerabwürfen. Zum Zeitpunkt der Inselbildung ergibt sich eine positive Leistungsbilanz, mit der, gemäß der Formel 2-42, die Inselnetzfrequenz ansteigt. Im stationären Inselbetrieb entspricht die mechanisch erzeugte Leistung der elektrisch abgegebenen (abzüglich der Generatorverluste).

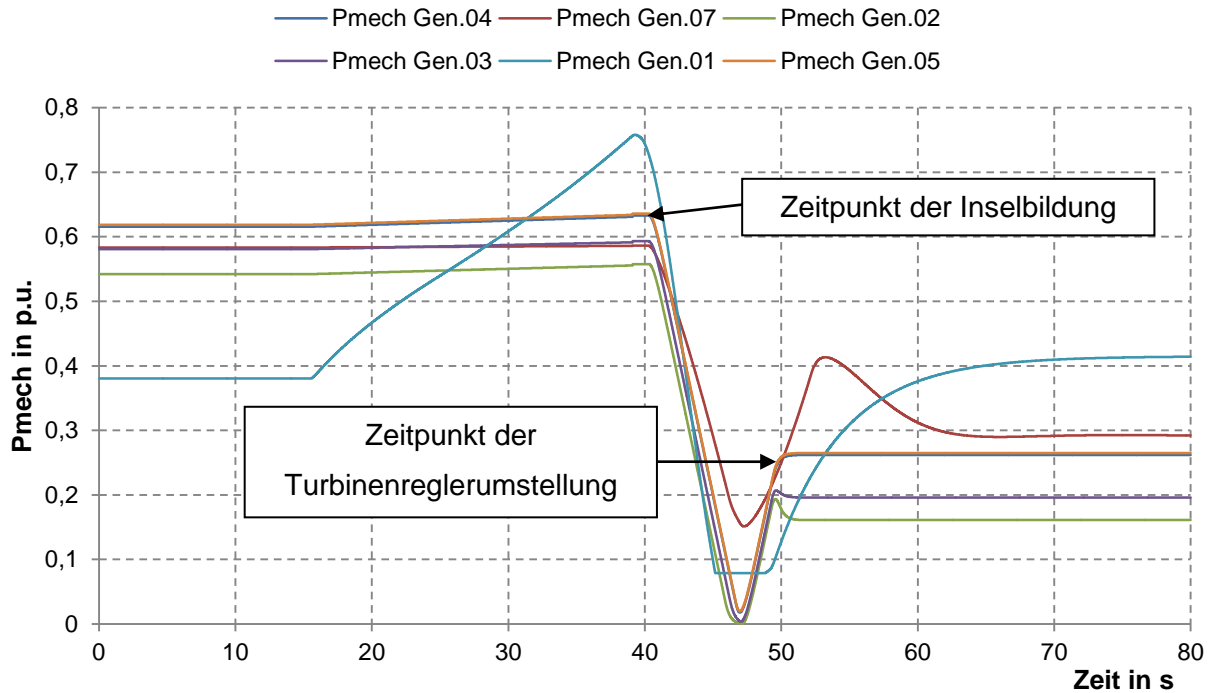


Abbildung 3.18; Zeitliche Darstellung des mechanischen Drehmoments an den Generatorwellen, Übergang in den Inselbetrieb durch Unterfrequenz

Abbildung 3.18 zeigt den mechanischen Drehmomentverlauf während des Simulationszeitraums. Da es sich um geringe Frequenzschwankungen handelt, wurde in diesem Modell das Drehmoment mit der mechanischen Leistung gleichgesetzt.

Bei der Leistungserhöhung sind eindeutig die unterschiedlichen Leistungsgradienten zwischen der Gasturbine und den Dampfturbinen erkennbar. Nach dem Ausregelvorgang im Inselbetrieb werden alle Generatoren bis auf den G07 auf Leistungsregelung umgestellt. Er regelt ab $t=49,1s$ allein die Netzfrequenz. Über die restlichen Generatoren wird er in einem Arbeitspunkt mit 20% Überschussleistung gehalten (überschüssiger Dampf wird über Umleitstationen direkt in den Kondensator geleitet).

3.3.6 Maximal zuschaltbare Leistung im Inselbetrieb

3.3.6.1 Erstellung der Szenarien

Im betrachteten Industrienetz befindet sich eine große Anzahl an Verbrauchern, die in den einzelnen Betrieben unabhängig von den Netzgegebenheiten (Verbund- oder Inselbetrieb) zu- und abgeschaltet werden. Dadurch ergibt sich für den Netzbetreiber ein quasi stochastisches Lastverhalten, welches im Inselbetrieb vom leistungsstärksten Generator ausgeregelt werden muss. Durch die Ermittlung der maximal zuschaltbaren Leistung können Verbraucher, die eine zu hohe Leistungsaufnahme aufweisen, im Inselbetrieb abgeschaltet und blockiert werden. Die mit dem Betreiber erstellten Generatoreinsätze der einzelnen Inselnetze entsprechen typischen Konfigurationen, die in nachstehender Tabelle dargestellt sind:

Gr.1-8	Generatoreinsatz						Drehzahlregelung durch
	G01	G02	G03	G04	G05	G07	
BF1	-	x	-	x	x	x	G07
BF2	x	x	x	x	x	x	G07
Gr.1-3	Generatoreinsatz						Drehzahlregelung durch
	G01	G02	G03	G04	G05	G07	
BF1	-	x	-	x	x	-	G02
BF2	x	x	-	x	x	-	G01
BF3	x	x	-	x	x	-	G02
Gr.4-8	Generatoreinsatz						Drehzahlregelung durch
	G01	G02	G03	G04	G05	G07	
BF1	-	-	-	-	-	x	G07
BF2	-	-	x	-	-	x	G07

Tabelle 3.11; Generatoreinsatz bzw. Reglerkonfiguration zur Ermittlung der maximal zuschaltbaren Leistung

Die Generatoren befinden sich, dem vorgestellten Regelungskonzept entsprechend (Kapitel 3.3.2), im Leistungsregelungsmodus. Der Verbrauch der Hüttenlasten entspricht der erzeugten Leistung der Generatoren. Der leistungsstärkste Generator regelt die Netzfrequenz. Handelt es sich bei diesem um einen Dampfblock, so wird der Kessel als ideal angesehen. Die reale Anlage wird mit einem Dampfüberschuss betrieben, um genügend Dampf zur Ausregelung des Leistungsungleichgewichts zur Verfügung zu stellen.

Ausgehend von einem stationären Zustand, wird eine Last mit konstanter Wirkleistung auf das Inselnetz zugeschaltet. Der Generatorschutz ist auf 48Hz eingestellt und bildet somit die Unterfrequenzgrenze.

3.3.6.2 Ergebnisse der maximal zuschaltbaren Leistung

Die Zuschaltleistung ergibt sich aus den rotierenden Massen im Netz und der Regelgeschwindigkeit der drehzahlregelnden Anlage. Die Tabelle 2.2 zeigt, dass die rotierende Energie des G07 um ein 6 bis 10-faches und seine Wirkleistung um ein 4 bis 6-faches über der der restlichen Generatoren liegt (G06 ausgenommen). Vergleicht man in nachstehender Tabelle die Szenarien, in denen die drehzahlregelnden Generatoren die gleichen sind, so zeigt sich eine Erhöhung der Zuschaltleistung durch Zunahme der rotierenden Massen im Netz. Die entnommene rotierende Energie ist quadratisch von der Drehzahl abhängig und spiegelt sich vor allem im Zeitpunkt des erreichten Frequenzminimums wider. Die Ergebnisse aus den Simulationen werden in nachstehender Tabelle dargestellt:

Gr. 1-8					
Generatoreinsatz	Drehzahlregelung durch	Zeit in s	Frequenzminimum in Hz	Zuschaltleistung bezogen auf PN des regelnden Blocks in %	Zuschaltleistung in MW
G02, G04, G05, G07	G07	8,0	48,06	42%	69
G02, G04, G05, G03, G07	G07	8,2	48,04	43%	71
Gr. 1-3					
Generatoreinsatz	Drehzahlregelung durch	Zeit in s	Frequenzminimum in Hz	Zuschaltleistung bezogen auf PN des regelnden Blocks in %	Zuschaltleistung in MW
G02, G04, G05	G02	5,3	48,03	56%	17
G01, G02, G04, G05	G01	6,8	48,02	42%	17
G01, G02, G04, G05	G02	6,2	48,13	66%	20
Gr.4-8					
Generatoreinsatz	Drehzahlregelung durch	Zeit in s	Frequenzminimum in Hz	Zuschaltleistung bezogen auf PN des regelnden Blocks in %	Zuschaltleistung in MW
G07	G07	4,7	48,03	35%	59
G03, G07	G07	6,6	48,21	37%	63

Tabelle 3.12; Maximal zuschaltbare Leistung im Inselbetrieb

Bei der Berechnung der Zuschaltleistung in der Gruppe 1-3 wurde bei gleichem Generatoreinsatz, mit dem G01 (Gasturbine) und mit dem G02 (Dampfturbine), die Zuschaltleistung ermittelt. Die Gasturbine ist die leistungsstärkere Anlage in der vorderen Gruppe und wäre für die Drehzahlregelung vorgesehen. Im Zuge der Simulationen stellte sich heraus, dass die Dampfturbine des G02 ein schnelleres Regelverhalten (wenn genügend Dampfüberschuss vorhanden ist), als die Gasturbine aufweist. Weiters verfügt der G02 über ein präziseres Regelverhalten, bei dem der neue Beharrungswert bereits nach wenigen Sekunden erreicht wird. Die allgemeinen Leistungsgradienten der Gas- und Dampfturbinen werden in der Tabelle 6.15 dargestellt.

3.3.7 Methode zur Ermittlung der abzuwerfenden Leistung

Im BF 2 wird der Übergang in den Inselbetrieb über den Frequenzgradienten ausgelöst. Die untere Frequenz von 48Hz wird ab dem Zeitpunkt der Auftrennung nach 1,8s erreicht. Innerhalb dieser Zeit müssen Verbraucherabwürfe vorgenommen werden, die über dem aktuellen Leistungsdefizit liegen. In der nachstehenden Formel wird die Berechnung der Abwurfleistung gezeigt:

$$P_{\text{Abwurf}} = (P_m - P_e) \cdot K \quad \text{Formel 3-1}$$

Der Faktor K ergibt sich aus dem gewünschten Erzeugungsüberschuss, mit dem der drehzahlregelnde Generator betrieben werden soll ($K \geq 1$). Die in der Tabelle 6.10 angeführten unruhigen Verbraucher werden 400ms nach der Inselerkennung abgeworfen. Übersteigt die ermittelte Abwurfleistung die der unruhigen Verbraucher, so müssen zusätzliche Lastabwürfe vorgenommen werden. Aufgrund des Auftrennvorgangs schwankt die Leistung der Verbraucher im Netz und verhindert eine sinnvolle Messung. Die Ermittlung der Abwurfleistung über die Frequenzsteigung weist eine Unempfindlichkeit gegenüber Leistungsschwankungen auf. Nachstehende Formel zeigt die Berechnung der Verbraucherleistung P_e , mit dieser, über die Formel 3-2, die Abwurfleistung berechnet wird.

$$P_e = P_m - 2 \cdot H_{\text{System}} \cdot S_{\text{Gesamt}} \cdot \frac{\Delta f}{f_N} / \Delta t \quad \text{Formel 3-2}$$

P_e ist die Verbraucherleistung inklusive der Netzverluste. Diese sind vernachlässigbar klein, da sie sich im Kilowattbereich bewegen. P_m entspricht der mechanisch erzeugten Leistung der Generatoren. Sie ist während des Auftrennzeitraums konstant und sollte über die Drehzahl und das Drehmoment an der Welle ermittelt werden, zumal die elektrisch abgegebene Wirkleistung des Generators mit der elektrisch verbrauchten Leistung schwankt. Ist dies nicht möglich, muss das System die elektrisch abgegebene Leistung der Generatoren vor dem Zuschaltzeitpunkt speichern und für die Berechnung heranziehen. Die elektrisch abgegebene Leistung im stationären Zustand entspricht circa der mechanisch zugeführten (Netz- und Generatorverluste vernachlässigt). Die normierte Trägheitskonstante H des Gesamtsystems ergibt sich aus den einzelnen H aller direkt am Netz befindlichen rotierenden Maschinen. Diese werden über die Nennscheinleistung des Aggregats, bezogen auf die Gesamtnennscheinleistung (S_{Gesamt}), gewichtet und summiert. S_{Gesamt} ergibt sich aus der Summe der einzelnen Maschinennennscheinleistungen.

Je genauer die normierte Trägheitskonstante H der Anlagen bekannt ist, desto präziser kann die Abwurfleistung ermittelt werden. Aus diesem Grund sollten die normierten Trägheitskonstanten der einzelnen Anlagen, wenn nicht vom Hersteller bekannt, aus Versuchen ermittelt werden (Kapitel 2.6.3.2). Diese Methode darf nur unter folgenden Voraussetzungen angewendet werden:

- Inselbetrieb mit bekanntem Generatoreinsatz
- Mechanisch abgegebene Leistung der Generatoren bekannt
- Zum Zeitpunkt der Messung ist das Netz kurzschlussfrei
- Messung wird durch einen sprunghaften Lastwechsel aktiviert

Diese Voraussetzungen sind direkt nach dem Übergang in den Inselbetrieb gegeben und ermöglichen die sofortige Ermittlung der Abwurfleistung. Wird der Übergang durch einen Kurzschluss ausgelöst, kehrt nach der selektiven Abschaltung die Spannung innerhalb von wenigen Millisekunden wieder. Die Berechnung der Abwurfleistung über die Frequenzsteigung bzw. die Lastabwürfe dürfen erst nach der Inselerkennung und weiteren 500ms durchgeführt werden.

3.3.8 Maximal zulässiger Frequenzgradient im Inselbetrieb

Mit Hilfe der maximal zuschaltbaren Leistung und den normierten Trägheitskonstanten der einzelnen Maschinen kann der Frequenzgradient ermittelt werden, ab dem die Generatoren nicht mehr in der Lage sind die Frequenz über 48Hz zu halten. Folglich müssen, bei unterschreiten dieses Frequenzgradienten, Verbraucherabwürfe durchgeführt werden.

$$\frac{\Delta f_{\text{Netz}}}{f_N} / \Delta t = \frac{1}{2 \cdot H_{\text{System}}} \cdot \frac{\Delta P}{S_{\text{Gesamt}}}$$

Formel 3-3

Nachstehende Tabelle zeigt die Gradienten der jeweiligen Generatorkonfigurationen:

Gr. 1-8					
Generatoreinsatz	Drehzahlregelung durch	Max. Zuschaltleistung in MW	Leistungsüberschuss in MW	Verfügbare Regelleistung ΔP in MW	Maximaler Frequenzgradient in Hz/s
G02, G04, G05, G07	G07	69	33	33	-0,36
G02, G04, G05, G03, G07	G07	71	33	33	-0,28
Gr. 1-3					
Generatoreinsatz	Drehzahlregelung durch	Max. Zuschaltleistung in MW	Leistungsüberschuss in MW	Zur Regelung verfügbare Leistung in MW	Maximaler Frequenzgradient in Hz/s
G02, G04, G05	G02	17	6	6	-0,73
G01, G02, G04, G05	G01	17	22	17	-1,04
G01, G02, G04, G05	G02	20	6	6	-0,37
Gr.4-8					
Generatoreinsatz	Drehzahlregelung durch	Max. Zuschaltleistung in MW	Leistungsüberschuss in MW	Zur Regelung verfügbare Leistung in MW	Maximaler Frequenzgradient in Hz/s
G07	G07	58	33	33	-0,74
G03, G07	G07	61	33	33	-0,53

Tabelle 3.13; Maximal zulässiger Frequenzgradient im Inselbetrieb

Die maximale Zuschaltleistung wurde aus der Tabelle 3.12 übernommen. Der Wert des Leistungsüberschusses ist variabel und wird vom Betreiber festgelegt. Liegt dieser Wert unter dem Max-Wert, so wird ersterer zur Berechnung herangezogen und in der Spalte „Verfügbare Regelleistung ΔP “ eingetragen. Bei der Gasturbine (G01) wird der Primärenergieträger durch Verbrennung nahezu verzögerungsfrei in rotierende Energie umgesetzt. Deshalb entspricht die Überschussleistung der Differenz zwischen der momentanen Leistung und der Nennleistung. Über die „Verfügbare Regelleistung“ und den gewichteten H der Maschinen wird der maximale Frequenzgradient berechnet. Wird dieser Frequenzgradient bei dem jeweiligen Generatoreinsatz unterschritten, sind zusätzliche Lastabwürfe notwendig.

3.3.9 Erkenntnisse und Schlussfolgerungen

Generell weist die Leistungsbilanz 10s nach der Inselbildung in der Gruppe 1-8 und 4-6 einen Leistungsüberschuss auf. Dieser, bedingt durch das Regelverhalten der Anlagen, stellt kein Problem dar. In der Gruppe 1-3 kommt es bei geringem Generatoreinsatz zu Erzeugungsdefiziten, was nach weiteren Verbraucherabwürfen verlangt. Beim Übergang in den Inselbetrieb, durch Unterfrequenz, muss die Leistungsbilanz im Hüttennetz positiv sein. Ist dies nicht der Fall, steht bei einem Erzeugungsdefizit im Netz, nicht viel Zeit für Verbraucherabwürfe zur Verfügung, bevor die 48Hz unterschritten werden und sich die Generatoren vom Netz trennen.

Die transiente Stabilität der Generatoren wurde in jedem Szenario nachgewiesen. Das Verbinden zweier Netzhälften, die sich im Inselbetrieb befinden, stellt allgemein eine geringere Stabilitätsgefährdung der Generatoren, als die Kupplung an ein starres Netz, dar.

Bei den durchgeführten Simulationen wurden die Drehzahlregler über das Verlassen des Frequenzbandes aktiviert. Durch die Zeitverzögerung von 200ms kann es sein, dass das System über die 110 kV-Leistungsschalterrückmeldung bereits den Inselbetrieb erkannt hat und die Drehzahlregler noch nicht aktiviert wurden. Um einen schnellstmöglichen Eingriff der Turbinenregler zu gewährleisten, sollte die Reglermodi-Umschaltung über die Inselerkennung durchgeführt werden.

Durch das im Kapitel 3.3.2 vorgestellte Regelungskonzept kann ein Aufschwingen der Frequenz durch Leistungsschwankungen an der Welle der Generatoren nicht ausgeschlossen werden. Die Dampfturbinen der Generatoren 02, 03, 04 und 05 sind Entnahmedampfturbinen. Aus den Druckteilen der Turbinen wird Prozessdampf entnommen und für industrielle Zwecke genutzt. Werden die oben genannten Generatoren im Leistungsregelmodus betrieben, wird versucht das Antriebsmoment des Generators konstant zu halten. Schwankt die Entnahmemenge oder ändert sich die geforderte Wirkleistung, wird dies über die Brennstoffzufuhr des Kessels ausgeregelt. Steigt die Dampfantnahmemenge sprunghaft an, ist ein Ausregeln über den Kessel, bedingt durch die hohen Zeitkonstanten des Dampfkreislaufs, nicht möglich. Durch die direkte Kopplung zwischen Dampfantnahmemenge und mechanischer Leistung an der Welle kann es zu Leistungsschwankungen kommen, die ebenfalls zu stabilitätskritischen Zuständen im Inselnetz führen können.

Befinden sich die leistungsschwächeren Generatoren im Inselbetrieb auf Leistungsregelung, wird deren Istwert, aus der abgegebenen elektrischen Wirkleistung gebildet. Kommt es im Netz zu einer Lastzuschaltung, steigt die elektrisch abgegebene Wirkleistung der Generatoren, entsprechend der Wirkleistungsaufnahme der Last, an. Folglich ändert sich der Istwert der Generatoren und sie versuchen durch verringern ihrer mechanischen Leistung

den eingestellten Leistungssollwert zu halten, obwohl sie ihre mechanisch abgegebene Leistung konstant halten sollten. Diese Regelvorgänge können fatale Folgen auf das Gesamtnetz haben, da durch Reduzieren der mechanischen Leistung der leistungsregelnden Generatoren, der drehzahlregelnde Generator aus seinen Regelbereich gebracht wird und eventuell das Leistungsdefizit nicht mehr ausgleichen kann. Die Folge wäre ein Ausfall sämtlicher Generatoren durch Unterfrequenz bzw. würden ungerechtfertigter Weise weitere Lastabwürfe durchgeführt werden. Deshalb ist es unerlässlich, dass die mechanische Leistung der leistungsregelnden Generatoren gemessen und als Istwert herangezogen wird.

In den durchgeführten Simulationen wurde die 30Mvar-Kompensationsanlage immer abgeschaltet. Die Generatoren konnten die benötigte Blindleistung in jedem Lastszenario bereitstellen. Das 30 kV-Netz ist ein Kabelnetz, welches je nach Belastung ca. 6Mvar Blindleistung zur Verfügung stellt. In einigen Szenarien mussten die Generatoren untererregt betrieben werden, um zu hohe Spannungen zu vermeiden. Die Stabilität der Generatoren wurde dabei nicht gefährdet. Die Untererregung entstand durch eine ungleichmäßige Blindleistungsaufteilung zwischen den Generatoren. Dies kann vermieden werden, wenn die Spannungs-Sollwerte der Spannungsregler zu jedem Zeitpunkt eine gleichmäßige Blindleistungsaufteilung zwischen den Generatoren ergeben. Die Kompensationsanlage verfügt über eine Unterfrequenzauslösung die bei 49,5Hz anspricht und nach weiteren 500ms die Anlage abschaltet. Unterfrequenzen treten bei einem Erzeugungsdefizit im Netz auf. Ein hoher Wirkleistungsverbrauch bedingt einen hohen Blindleistungsbedarf (absolut gesehen). Wird die Kompensationsanlage abgeschaltet ergibt sich ein weiterer Blindleistungszuwachs, der unter Umständen zu einem Spannungszusammenbruch führen kann.

4 Zusammenfassung

Gegenstand dieser Arbeit war die Erstellung eines geeigneten Simulationsmodells, mit dem dynamische Netzuntersuchungen folgender Maßnahmen durchgeführt werden konnten: Die Berechnung des Ausgleichsstroms, der beim Kuppeln von zwei asynchron zueinander laufenden Netzhälften auftritt und die Simulation von Inselfenarien, die Auskunft über den Frequenzverlauf bzw. die Leistungsbilanz im Netz geben. Das statische Netzmodell der voestalpine wurde in Form einer Neplan-Datei zur Verfügung gestellt und um die dynamischen Komponenten erweitert.

Die statischen Maschinenmodelle wurden um das subtransiente Synchronmaschinenmodell ergänzt. Die dafür erforderlichen Parameter mussten teilweise über typische Wertebereiche angenähert werden. Weiters wurde eine Methode zur Ermittlung der normierten Trägheitskonstanten der Turbinensätze erarbeitet. Der Vergleich zwischen den ermittelten Werten und denen, die mit in der Fachliteratur vorgeschlagenen Faustformeln berechnet wurden, wiesen eine unzureichende Übereinstimmung auf. Der Faktor der Faustformel wurde angehoben, um Trägheitskonstanten zu erhalten, die eine realistischere Annäherung gewährleisten.

Die für die Simulation der Inselfenarien notwendigen Primärregleinrichtungen der dampfbetriebenen Generatoren wurden über IEEE-Standardmodelle nachgebildet. Diese weisen eine gute Genauigkeit im mittleren Leistungsbereich auf. Durch die vereinfachte Modellstruktur kann das Regelverhalten bei hohen Lastabwürfen nicht ausreichend genau nachgebildet werden. Speziell bei Leistungsüberschüssen weisen die realen Dampfturbinen ein schnelleres Regelvermögen als die Modelle auf.

Die Re-Synchronisierung einer Netzhälfte durch Zuschalten der Längskupplung 3/4 ist eine effektive Präventionsmaßnahme, die ein Abdriften in den Inselbetrieb verhindert. Der maximal zulässige Anlagenstrom von 30kA wurde in keinem Szenario überschritten. Beim gezielten Zuschalten in Gegenphase (180° Spannungswinkeldifferenz) ergab der Ausgleichsstrom 11,5kA. Die transiente Stabilität der Generatoren wurde in jedem Szenario nachgewiesen. Die Generatoren 04 und 07 wiesen, bedingt durch ihre leistungsschwache 30 kV-Netzanbindung, eine geringere transiente Stabilität auf. Weiters kam es während des Ausgleichsvorgangs zu einer erhöhten Wirkleistungsaufnahme bestimmter Generatoren. Wie sich diese auf die Mechanik der Anlage auswirkt, wird im Zuge dieser Arbeit nicht betrachtet. Fest steht, dass im gleichen Netzmodell bei einem Kurzschluss mit äquivalenter Fehlerdauer ebenfalls dieselbe erhöhte Wirkleistung abgegeben wird. Grundsätzlich gilt die Prämisse, je schneller abgeschaltet wird, desto geringer ist die elektrische Belastung des Generators bzw. die mechanische Belastung der Generatorwelle.

Es wurden 30 kV-Inselszenarien entworfen, die die Grenzen in Bezug auf die Frequenzstabilität beim ersten Überschwingen zeigen. Bei Leistungsüberschüssen konnte die Frequenz ausnahmslos unterhalb der Frequenzobergrenze (55Hz) gehalten werden. Die Simulation eines Leistungsdefizits im Inselnetz ergab eindeutig die Notwendigkeit von zusätzlichen Lastabwürfen. Hierbei wurde ein Konzept zur Ermittlung der Abwurfleistung vorgestellt.

Für den Betreiber bildet die Ermittlung der maximal zuschaltbaren Leistung im Inselbetrieb eine wichtige Grundlage, um Präventionsmaßnahmen im Netz zu setzen. Da nicht bei allen Anlagen Messdaten zur Verifikation der Turbinenregler zur Verfügung standen, können die angegebenen Zuschaltleistungen der Generatoren 01, 02 und 07 Abweichungen aufweisen. Zur Optimierung des Lastabwurfs im Inselbetrieb wurde der maximal zulässige Frequenzgradient über die Trägheitskonstanten der Turbinensätze ermittelt. Dieser gibt an, ab welcher Frequenzsteigung Lastabwürfe durchgeführt werden müssen.

Das entworfene Regelungskonzept für den Inselbetrieb lässt noch Fragen bezüglich der Langzeitstabilität offen. Der Einfluss der 18bar-Entnahmedampfmenge auf das mechanische Moment an der Welle des Generators wurde in dieser Arbeit nicht betrachtet. Um stabilitätskritische Zustände durch niederfrequente Pendelungen während des Inselbetriebes ausschließen zu können, müssen weiterführende Untersuchungen getätigt werden. Dies involviert eine genaue Untersuchung des Regelverhaltens jener Blöcke, die mit Entnahmedampfturbinen betrieben werden.

5 Literaturverzeichnis

- [1] Renner, H., *Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme*. TU Graz : s.n., 2007.
- [2] Kundur, P., *Power System Stability and Control*. California : s.n., 1994.
- [3] Cigre., *Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined-Cycle Power Plants*. 2003. 238.
- [4] BCP Busarello + Cott + Partner AG., *NEPLAN Version 5.4.5*. Erlenbach : s.n., 1988-2011.
- [5] Taylor, Carson W., *Power System Voltage Stability*. California : McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [6] Adrian, F., Quittek, C. und Wittchow, E., *Fossil beheizte Dampfkraftwerke*. Gräfelfing : Verlag Resch, 1986.
- [7] Zainuddin, H., *Intelligent Frequency Control on Gas Turbine Model*. Glasgow : Department of Electronics and Electrical Engineering, University of Strathclyde, 2005.
- [8] Nagpal, M., et al., *Expierience with Testing and Modelung of Gas Turbines*. Surrey, B.C. : Powertech Labs Inc./IEEE, 2001. V3W 7R7.
- [9] IEEE Commitee Report., *Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies*. New York : s.n., 1973.

6 Anhang

Thyristor-Nebenschlusserregung; Exciter-Type-WK	
Parameter	Parameterwert
RC	0
XC	-0.04
TR	0.001
VIMAX	1.0E10
VIMIN	-1.0E10
KA	200
TA	0.04
VRMAX	5
VRMIN	-5
KF	0
TF	0
TB	0.001
TC	0.001
KC	1

Tabelle 6.1; Parametereinstellungen der Erregereinrichtung, Exciter-Type-WK

Erregereinrichtung mit Erregermaschine, Exciters-Type 1	
Parameter	Parameterwert
RC	0
XC	-0.04
SW	0
SW1	0
SW2	0
TR	0.001
TC	1.0
TB	1.0
KA	40
TA	0.06
KE	1
TE	0.5
TF	2
KF	0.08
UEMAX	5
UEMIN	-5

Tabelle 6.2; Parametereinstellungen der Erregereinrichtung, Exciter-Type-1

Dampfturbinenregler; Governor-SG2									
	DF	K	T1/TN	T2/TZ	TY	YPMAX	YPMIN	YMAX	YMIN
G02	0,004	16,667	0	0	0,1	0,1	-0,1	0,8166	0
G03	0,004	16,667	0	0	0,1	0,1	-0,1	0,8142	0
G04/05	0,004	16,667	2,583	2,5	0,05	0,1	-0,1	0,7617	0
G06	0,004	16,667	0	0	0,1	0,1	-0,1	0,7611	0
G07	0,004	16,667	0	0	0,1	0,1	-0,1	0,8112	0

Tabelle 6.3; Parametereinstellungen des Dampfturbinenreglers; Governor-SG2

Dampfturbinenmodell; Turbine-ST2									
	K1	K2	K3	K4	T1	T2	T3	T4	
G02	0,3	0,3	0,4	0,4	0	0,2	0,01	0,3	
G03	0	0,5	0,5	0,5	0	0	0,2	0,3	
G04/05	0,3	0,3	0,4	0,4	0	0,2	0,01	0,3	
G06	0,3	0,3	0,4	0,4	0	0,2	5	0,3	
G07	0	0,5	0,5	0,5	0	0	5	0,3	

Tabelle 6.4; Parametereinstellungen des Dampfturbinenmodells; Turbine-ST2

Gasturbinenmodell; Gast									
	R in p.u.	DTURB in p.u.	KT in p.u.	AT in p.u.	T1 in s	T2 in s	T3 in s	VMAX in p.u.	VMIN in p.u.
G01	0,06	0,15	1	0,8139	5	0,1	3	0,8139	0,0789

Tabelle 6.5; Parametereinstellungen des Gasturbinenmodells; Gast

Gruppe	Maximaler Verbrauch			Minimaler Verbrauch		
	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar	MVA
Gr. 1-3	144,5	135,5	198,0	70,5	44,8	83,5
Gr. 4-6	103,5	77,2	129,1	29,4	15,8	33,4
Gr. 7	27,5	20,3	34,2	0,0	0,0	0,0
Gr. 8	66,1	21,5	69,5	3,1	0,6	3,2
Summe	341,6	254,4	425,9	103,0	61,2	119,8
Generator	Maximale Erzeugung			Minimal Erzeugung		
	MW	Regelungsmodus		MW	Regelungsmodus	
G01	38	U _{reg}	100-110%	19,26	U _{reg}	100-110%
G02	28	U _{reg}	100-110%	20,6	U _{reg}	100-110%
G03	36,6	U _{reg}	100-110%	28,1	U _{reg}	100-110%
G04	25	U _{reg}	100-110%	20,5	U _{reg}	100-110%
G05	25	U _{reg}	100-110%	20,6	U _{reg}	100-110%
G06	71,1	U _{reg}	100-110%	65	U _{reg}	100-110%
G07	160	U _{reg}	100-110%	120	U _{reg}	100-110%

Tabelle 6.6; Minimale und maximale Erzeuger- bzw. Verbraucherleistungen

	Fehlerfall	Schaltzustand																				
		Umspanner								Generatoren							Kupplungen UW					
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	01	02	03	04	05	06	07	30kV-4/5	110kV			
Szenario 9	110 kV-SS1					1	1	1						1	1	1v		0			0	
Szenario 10	110 kV-SS2					1	0	1							0	1h		1			1	
Szenario 11	110 kV-SS1	1	1	1	1					1	1			0			1		0	1		1
Szenario 12	110 kV-SS2					1	1	1							1	1v		0			0	

Tabelle 6.7; Schaltzustände der LK3/4 Szenarien 9-12

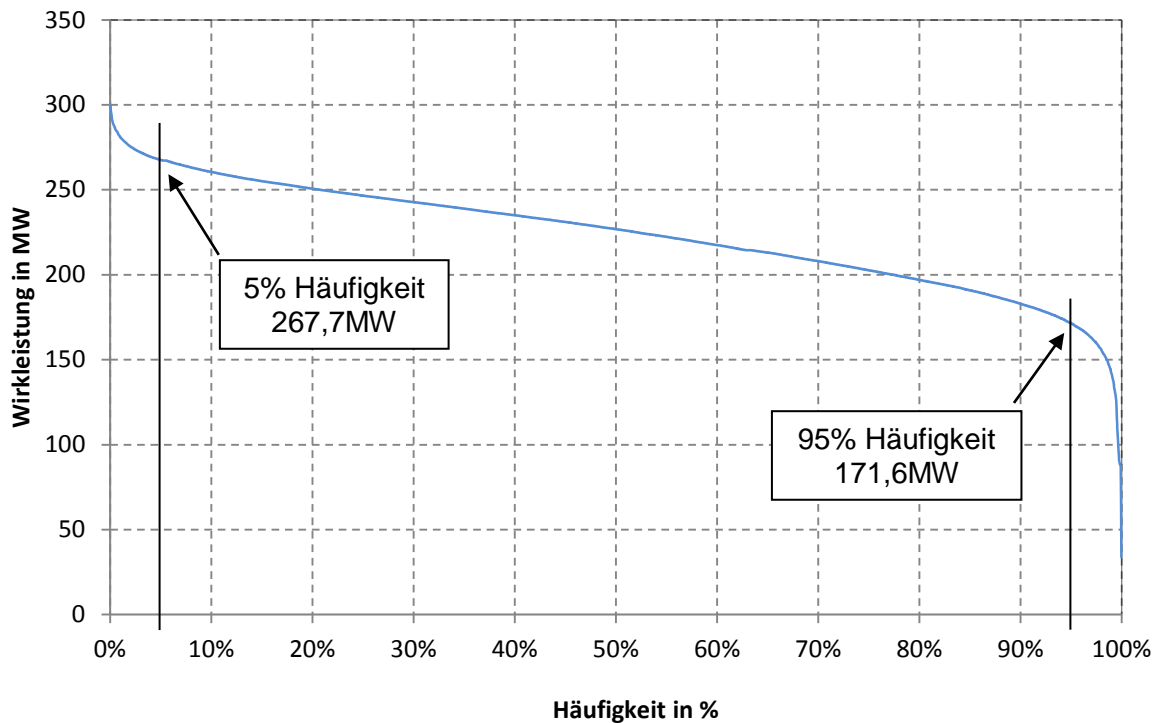


Abbildung 6.1; Häufigkeitsverteilung der Hüttenlast

	Generatoren		Verbrauch	
	Gr.1-3	Gr.4-8	Gr.1-3 und 7	Gr.4-6 und 8
Szenario 9 u. 11	Max.	Min	95%	5%
Szenario 10 u.12	Min	Max.	5%	95%

Tabelle 6.8; Reale Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien

Gruppe	5% Verbrauch			95% Verbrauch		
	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar	MVA
Gr. 1-3	108,2	85,8	138,1	69,4	55,0	88,5
Gr. 4-6	81,2	59,0	100,3	52,1	30,5	60,3
Gr. 7	23,0	17,0	28,6	14,7	10,9	18,3
Gr. 8	55,3	18,0	58,1	35,4	11,5	37,3
Summe	267,6	179,7	322,3	171,6	107,9	202,7

Tabelle 6.9; Erzeuger- bzw. Verbraucherleistungen die mit einer Wahrscheinlichkeit von 5% bzw. 95% auftreten

Verbraucher		Klassifikation über Ausfallkriterium			Verbrauch	
		ungesteuerter Abwurf über Kurzschluss	Unterfrequenz $f < 49,5\text{Hz}$ nach 500ms	gesteuerter Lastabwurf unruhiger Verbraucher	5%	95%
BBS1	Fertigstraße, Vorgerüst, Warmbreitband	x	x	x	10,43MW	6,69MW
BBS6		x	x	x	29,45MW	18,89MW
HSH2_1	Tandem	x	x	x	17,28MW	0,27MW
HSH2_2	4,2m Quarto	-	x	x	1,72MW	0,21MW
HSH4_1	4,2m Quarto	-	x	x	2,42MW	0,72MW
HSH4_2	MF Ofen, PFO Gießerei	-	x	x	12,01MW	0,63MW
KWW2_1	Elektrolytverzinkung	x	-	-	10,00MW	6,40MW
VEZ Gr. 8_1	KWW3	x	x	x	15,00MW	9,60MW
Kompensation	Saugkreisanlage	-	x	x	30Mvar	30Mvar
Generatoren		Kurzschluss	Frequenz unverzögert	gesteuerter Lastabwurf unruhiger Verbraucher	Erzeugung	
GG-Generator	Gichtgasgenerator	-	$49,2\text{Hz} > f > 51\text{Hz}$	-	10MW	

Tabelle 6.10; Klassifikation der Erzeuger bzw. Verbrauchereinheiten über bestimmte Ausfallkriterien

KS	Vor Kurzschlusseintritt				10s nach der Inselbildung			
	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren
BF1	72	106	-34	Nein	62	65	-3	Nein
BF2	91	106	-15	Nein	81	65	16	Nein
FG	Vor dem Frequenzverfall				10s nach der Inselbildung			
	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren
BF1	72	106	-34	Nein	62	77	-15	Nein
BF2	91	106	-15	Ja	81	77	4	Nein
UF	Vor dem Frequenzverfall				10s nach der Inselbildung			
	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren
BF1	72	106	-34	Nein	63	77	-14	Ja
BF2	91	106	-15	Nein	104	77	27	Ja

Tabelle 6.11; 30 kV-Inselnzenarien der Gr.1-3 mit Generatoreinsatz und Hüttenverbrauch

KS	Vor Kurzschlusseintritt				10s nach der Inselbildung			
	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren
BF1	93	83	10	Nein	93	39	54	Nein
BF2	148	138	10	Nein	148	80	69	Ja
BF3	120	138	-18	Nein	120	80	41	Nein
FG	Vor dem Frequenzverfall				10s nach der Inselbildung			
	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren
BF1	93	83	10	Nein	93	39	54	Nein
BF2	148	138	10	Nein	148	80	69	Nein
BF3	120	138	-18	Ja	120	80	41	Nein
UF	Vor dem Frequenzverfall				10s nach der Inselbildung			
	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren	Erzeugung in MW	Verbrauch in MW	Differenz in MW	Simulieren
BF1	93	83	10	Nein	94	39	55	Ja
BF2	148	138	10	Nein	149	80	69	Nein
BF3	120	138	-18	Nein	121	80	41	Nein

Tabelle 6.12; 30 kV-Insel Szenarien der Gr.4-8 mit Generatoreinsatz und Hüttenverbrauch

30 kV-Inselbetrieb der Gruppe 1-3							
Berechnungsfall	Übergang in den Inselbetrieb	Generatoreinsatz	Leistungsbilanz 10s nach der Inselbildung in MW	Überfrequenz in Hz	Unterfrequenz in Hz	48Hz erreicht nach	Zusätzlicher Lastabwurf erforderlich
BF 1	UF	G02, 04, 05	-14	50	<48	3,0s	Ja
BF 2	FG	G01, 02, 04, 05	-15	50	48,3	-	Nein
BF 2	UF	G01, 02, 04, 05	27	51,1	48,6	-	Nein
KS.....Kurzschluss FG.....Frequenzgradient UF.....Unterfrequenz							

Tabelle 6.13; Ergebnistabelle des 30 kV-Inselbetriebes der Gruppe 1-3

30 kV-Inselbetrieb der Gruppe 4-8							
Berechnungsfall	Übergang in den Inselbetrieb	Generatoreinsatz	Leistungsbilanz 10s nach der Inselbildung in MW	Überfrequenz in Hz	Unterfrequenz in Hz	48Hz erreicht nach	Zusätzlicher Lastabwurf erforderlich
BF 3	FG	G07	-18	50	<48	4,3s	Ja
BF 2	KS	G03, 07	69	52,1	50	-	Nein
BF 1	UF	G03, 06	55	53,4	48,7	-	Nein
KS.....Kurzschluss FG.....Frequenzgradient UF.....Unterfrequenz							

Tabelle 6.14; Ergebnistabelle des 30 kV-Inselbetriebes der Gruppe 4-8

Aggregat	Turbine	Zwischen- überhitzer	Nennwirkleistung in MW	Leistungs- änderung in MW/s	
G01	Gas	Nein	40	0,5-7	
G02	Dampf		30	3,8	
G03			38	4,8	
G04			25	3,3	
G05			25	3,3	
G06			Ja	85	6,1
G07			Ja	164	12,5

**Tabelle 6.15; Maximale Leistungsänderung der Turbinen
mit idealem Kessel bzw. idealer Gaszufuhr**

Die variable Leistungsänderung der Gasturbine ergibt sich aus der modellbedingten Abhängigkeit der Regelabweichung.